



UNIVERSIDAD DE CANTABRIA
ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERIA DE
MINAS Y ENERGÍAS



Trabajo Fin De Grado

Viabilidad Económica de Proyectos de Captura y Almacenamiento de CO₂ en España.

Economic Feasibility of CO₂ Capture and Storage Projects in
Spain.

Para acceder al título de: Grado en Ingeniería de los Recursos Energéticos.

Autor: Thais Aja López
Director: Juan Carcedo Haya
Convocatoria: Octubre 2020

«Nada permanece durante mucho tiempo con la misma forma. He visto lo que una vez fue tierra sólida ahora hundida en el mar, y tierras creadas a partir de lo que antes era océano. Se han encontrado antiguas anclas en la cima de las montañas».

—Pitágoras de Samos

Matemático griego (582-507 a. C.)

AGRADECIMIENTOS

Escribo estas líneas para agradecer a todos mis profesores, dentro y fuera de la universidad, por haber fomentado el desarrollo de mi curiosidad.

En especial quiero agradecer a mi familia y pareja, quienes me han brindado ayuda en los momentos y situaciones más difíciles. Lograr culminar un proyecto no es tarea fácil, pero siempre he recibido apoyo, motivación y esperanza por su parte.

Cuando comencé esta nueva aventura llamada ‘Universidad’, mi objetivo era, claro y conciso, graduarme. Al poco de empezar, me di cuenta de que de aquí me llevaría algo mucho más grande, que no venía a buscar, pero que allí me esperaba, y que, sin saberlo, lo quería con muchas más ganas de lo que me esperaba. Este nuevo logro es, en gran parte, gracias a ti.

Gracias.

RESUMEN

En la actualidad, son muchas las formas de generación energética. Sin embargo, durante mucho tiempo, el sistema energético estuvo ligado, exclusivamente, por el uso de combustibles fósiles. A pesar del fuerte incremento en el estudio y uso de fuentes de energías renovables, la dependencia de los combustibles fósiles es elevada, y se prevé que continúe siéndolo en las próximas décadas. Por esta razón, las emisiones de gases de efecto invernadero se han convertido en uno de los mayores problemas a escala mundial.

Ante esto se han presentado algunas iniciativas, cuyo objetivo principal es reducir o evitar las emisiones de CO₂ procedentes de grandes generadores de energía. Entre estas, se encuentran las tecnologías de captura, transporte, almacenamiento y usos del CO₂ CAC/CAUC.

Estas tecnologías constan de tres fases principales: la separación del dióxido de carbono del resto de residuos que se originan en la combustión. Esta fase puede realizarse antes, durante o posteriormente a la combustión, existiendo diferentes procesos, precombustión, oxcombustión y postcombustión. Estos procesos pueden llevarse a cabo en centrales térmicas, pero también en refinerías, industria siderúrgica, cementeras, entre otras. Tras su separación, el CO₂ es transportado desde su punto de generación hasta el enclave donde se almacenará. Una vez aquí, el CO₂ se es inyectado (almacenado) en formaciones geológicas, donde es confinado de forma segura por un tiempo indefinido. Otra opción final, sería darle un uso a este CO₂, pasando de ser un simple residuo a un producto dotado con un valor económico.

Esta tecnología es viable técnica y medioambientalmente, y los costes de capital están en la línea con lo esperado. Sin embargo, el mercado de comercio de CO₂ y el coste de la reducción de emisiones no son suficientes para que los proyectos CAC/CAUC continúen. En el ámbito nacional, a estos factores se le suma la falta de una regulación normativa adecuada, y un rechazo por parte de la opinión pública y de asociaciones ecologistas.

La aplicación de estas tecnologías se considera una buena medida, a corto plazo, en la lucha contra el cambio climático, siempre y cuando se apliquen junto con medidas de eficiencia energética y conversión de la industria energética a energías renovables a medio y largo plazo.

SUMMARY

Nowadays, there are many ways to generate energy. However, for a long time, the only way to generate energy was using fossil fuels. Despite the extensive study and use of renewable energy sources, dependence on fossil fuels is very high. This is expected to continue for the next several decades. For this reason, greenhouse gas emissions have become one of the biggest problems on a global scale.

To combat this fact, different measures have been developed. Among these are the CCS/CCUS technologies.

This technology has three phases: separation of carbon dioxide from other combustion gases. This process can occur before, during and after combustion (pre-combustion, oxycombustion, post-combustion). This process can be carried out in thermal power station, steel industry, refineries, cement companies. Once the CO₂ is captured, the CO₂ has to be transported and finally stored in geological formations. Another option may be the use of CO₂ as a final phase.

This technology is technically viable and environmentally. The capital cost is as expected. However, the CO₂ market and the cost of reducing emissions are not sufficient to CCS/CCUS projects. At the national level, there is also a lack of government regulation and rejection of public opinion and ecological associations.

The application of these technologies is considered a good measure in the fight against climate change, in the short term. As long as they are applied together with energy efficiency measures and conversion of the energy industry to renewable energy in the medium and long term.

ÍNDICE GENERAL

1. Introducción	11
2. Objetivo.....	16
3. Marco legal.....	17
3.1. Ámbito Internacional	17
3.2. Ámbito Comunitario	17
3.3. Ámbito Nacional.....	18
4. Tecnologías CAC/CAUC.....	20
4.1. Captura del CO ₂	21
4.1.1. Precombustión.....	22
4.1.1.1. Tecnologías existentes en la producción del gas síntesis.	24
4.1.1.2. Tecnologías existentes para la conversión de CO a CO ₂	29
4.1.1.3. Tecnologías existentes para la separación de CO ₂ e H ₂	30
4.1.1.4. Tecnologías emergentes en el proceso de precombustión.....	35
4.1.2. Oxicombustión	38
4.1.2.1. Tecnologías emergentes del proceso de oxicombustión.....	45
4.1.3. Postcombustión	47
4.1.3.1. Tecnología existente del proceso de postcombustión.....	48
4.1.3.2. Tecnologías emergentes en el proceso de postcombustión	52
4.1.4. Comparación entre sistemas.....	55
4.1.5. Proyectos de captura de CO ₂	58
4.2. Transporte del CO ₂	61
4.2.1. Generalidades	61
4.2.2. Características iniciales del CO ₂	63
4.2.2.1. Efectos de las impurezas en el transporte de CO ₂	66
4.2.3. Tipos de transporte	69
4.2.4. Similitud entre el gas natural y el CO ₂	71
4.2.4.1. El Gas Natural como punto de referencia.....	72
4.2.4.2. Aspectos técnicos diferenciales en el diseño de ceoductos	75
4.2.5. Diseño, construcción y operación de conducciones de CO ₂	76
4.2.6. Riesgos e impactos.....	78
4.2.6.1. Análisis de riesgos en la fase de diseño.....	79
4.2.6.2. Análisis de riesgos en la fase de construcción.....	79

4.2.6.3.	Análisis de riesgos en la fase de operación y mantenimiento.	79
4.2.7.	Proyectos de Transporte de CO ₂	80
4.3.	Almacenamiento del CO ₂	83
4.3.1.	Tipos de almacenes geológicos	88
4.3.1.1.	Acuíferos salinos	88
4.3.1.2.	Yacimientos de gas y petróleo.....	90
4.3.1.3.	Capas de carbón.....	91
4.3.2.	Almacenes comerciales y proyectos piloto.	93
4.3.3.	Mecanismos de atrapamiento.	97
4.3.3.1.	Trampas físicas.	98
4.3.3.2.	Trampas químicas.....	99
4.3.3.3.	Evolución de los mecanismos de atrapamiento y su eficiencia.....	100
4.4.	Usos Industriales del CO ₂	102
4.4.1.	Usos industriales directos.....	102
4.4.1.1.	La industria alimentaria.	102
4.4.1.2.	Tratamiento de aguas	103
4.4.1.3.	CO ₂ en estado supercrítico.	103
4.4.2.	Usos biológicos y químicos.	103
5.	Estudio de viabilidad económica.....	104
5.1.	Análisis preliminar.....	104
5.2.	Perspectiva actual sobre las tecnologías CAC/CAUC.....	107
5.3.	Estudio socioeconómico	109
5.3.1.	Estimación de costes	112
5.3.1.1.	Captura de CO ₂	113
5.3.1.2.	Transporte de CO ₂	115
5.3.1.3.	Almacenamiento de CO ₂	118
5.3.2.	PIB.....	119
5.3.3.	Creación de empleos.	120
5.3.4.	Inversión y Financiación.	123
5.3.5.	Análisis de debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades.	128
6.	Conclusiones	133
	BIBLIOGRAFÍA	139

INDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1-1: Evolución Del Consumo De Energía Fuente: Informe Estadístico De Bp.....	11
Gráfica 1-2: Emisiones De Co ₂ En Gigatoneladas Al Año E Incremento Anual En %. Fuente: Global Carbón Project..	11
Gráfica 1-3: Evolución Del Consumo Mundial De Energía Primaria En El Escenario De Referencia. Fuente: Bp Energy Outlook 2017.	13
Gráfica 1-4: Estructura De La Generación Por Tecnologías (Gwh) En España. Fuente: Red Eléctrica De España.	15
Gráfica 1-5: Evolución De La Generación Renovable Y No Renovable. Fuente: Red Eléctrica De España.	15
Gráfica 4-6: Diagrama De Fases Del Co ₂	65
Gráfica 4-7: Diagrama De Fases Para El Co ₂ Puro Y En Presencia De Impurezas En Función De La Tecnología De Captura. Fuente: (8).	67
Gráfica 4-8: Variación De La Compresibilidad En Función De La Presencia De Ch ₄ Y H ₂ S. Fuente: (8).	67
Gráfica 4-9: Variación De La Densidad Del Co ₂ . Fuente: (8).	68
Gráfica 4-10: Diferencias Entre La Despresurización Que Sufre El Gn Y El Co ₂ . Fuente: Transporte De Co ₂ Por Tubería Fundación Gas Naturas, Enagas.	76
Gráfica 4-11: Curva De Adsorción De Gas De La Capa 12-13 Del Pozo Montsacro (Asturias) Para Co ₂ Y Ch ₄ A 25 °C. A La Izquierda, Muestra Seca Con Cenizas Y A La Derecha, Muestra Seca Libre De Cenizas (Proyecto Carbolab, 2013).	92
Gráfica 4-12: Absorción De Distintos Gases Por El Carbón. Fuente: Chikatarmla & Bustin, 2003, En Pashin Et Al., 2003.	100
Gráfica 4-13: Evolución De Los Mecanismos De Atrapamiento Dominantes Y La Seguridad Del Almacenamiento Del Co ₂ . Fuente Ipcc, 2005.	101
Gráfica 5-14: Contribución De Las Diferentes Tecnologías En La Reducción De Emisiones De Co ₂ . Fuente: Agencia Internacional De La Energía.	104
Gráfica 5-15: Costes De Inversión Para Diferentes Tecnologías. Fuente: Elaboración Propia Basada En Global Ccs Institute.	105
Gráfica 5-16: Costes € Por Cada Tonelada De Co ₂ Evitada Por Sectores. Fuente: Elaboración Propia Basada En Global Ccs Institute.	105
Gráfica 5-17: Índice De Preparación Para La Cauc (Ccs Readiness Index). Fuente: Global Ccs Index. 2018.	107
Gráfica 5-18: Evolución Del Coste Relativo A Las Cauc Durante Su Desarrollo Respecto A Los Costes De Los Derechos De Emisión. Fuente: Iea, 2013a.	110
Gráfica 5-19: Evolución Diaria Del Precio De Los Derechos De Emisión. Fuente: Elaboración Propia Basada En Datos Obtenidos En Sendeco ₂ . Página Web: https://www.sendeco2.com/es/	111
Gráfica 5-20: Medias Anuales De Los Eau (€), Respecto Al Precio Esperado. Fuente: Elaboración Propia Basada En Datos Obtenidos En Sendeco ₂ . Página Web: https://www.sendeco2.com/es/	111
Gráfica 5-21: Coste Total De La Tecnología Cac En Las Diferentes Fases De Desarrollo. Fuente: Pteco2.	113
Gráfica 5-22: Influencia De La Distancia En Los Costes Del Transporte De Co ₂ : Fuente: Basado En Estudio Zero Emission Platform (Zep).....	116
Gráfica 5-23: Evolución Del Pib Aportado Por El Uso De Las Tecnologías Cac/Cauc. Fuente: Pteco2.	120
Gráfica 5-24: Estimación De La Creación De Empleos Directos Por Las Cauc. Fuente: Pteco2.	120
Gráfica 5-25: Estimación De Empleos Indirectos Por Las Cauc. Fuente: Pteco2.	121
Gráfica 5-26: Características De Los Empleos Creados. Fuente: (11)	121
Gráfica 5-27: Creación De Empleo Por Niveles De Estudios. Fuente: (11).....	122
Gráfica 5-28: Creación De Empleo Por Tramos De Edad. Fuente: (11).....	123
Gráfica 5-29: Arriba: Previsión De Inversiones Necesarias Entre 2020 Y 2030 Para Cauc Y Energías Renovables. Fuente: Weo2009, Aie. Abajo: Estimación De La Inversión Por Fases Entre 2014 Y 2024. Fuente: (11).	124
Gráfica 5-30: Aumento De Producción Agregada Entre 2014-2024. Fuente: (11).	124
Gráfica 5-31: Arriba: Previsión De Co ₂ Evitado Entre 2020 Y 2030 Por Parte De Las Cauc Y Las Energías Renovables. Fuente: Weo2009, Aie. Abajo: Estimación De Emisiones De Co ₂ Por Parte De Las Diferentes Fases De Las Cac. Fuente: (11).	125
Gráfica 5-32: Financiación Pública Recibida Y Estimación De Futuro. Fuente: Pteco2.	126
Gráfica 5-33: Financiación Hasta La Actualidad Y Estimación De La Financiación A Futuro Por Parte De Europa. Fuente: Pteco2.	127
Gráfica 5-34: Financiación Internacional Hasta La Actualidad Y Estimación De La Financiación A Futuro Fuente: Pteco2.....	127
Gráfica 6-35: Síntesis Iniciativa Tecnológica Prioritaria En Cauc Sobre La Tecnología De Captura De Carbonatación-Calcinación. Fuente: Pteco2.	133

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1-1: Emisiones 2020. Fuente Global Ccs Institute.	12
Ilustración 1-2:Fuente: https://Elordenmundial.Com/	14
Ilustración 4-3:Plantas De Captura De Co ₂ . Fuente: Global Ccs Institute.	22
Ilustración 4-4:Proceso De Precombustión. Basado En: Newcastle University.	23
Ilustración 4-5:Esquema De Una Planta Convencional Para Producir Hidrogeno Por Reformado Con Vapor. Basado En: (4).	25
Ilustración 4-6: Proceso De Gasificación Con La Opción De Captura. Basado En: Special Report On Carbon Dioxide Capture And Storage.	27
Ilustración 4-7:Proceso De Gicc Con Captura De Co ₂ Y Conversión Shift Ácida. Basado En: Special Report On Carbon Dioxide Capture And Storage.	28
Ilustración 4-8:Esquema De Un Proceso Convencional De Wgs En Dos Etapas Con Enfriamiento Intermedio. Basado En: (4).	29
Ilustración 4-9: Planta Piloto De Captura De Co ₂ Elcogas. Fuente: Wikipedia Imágenes.	30
Ilustración 4-10:Proceso De Separación De Co ₂ Con Mdea. Basado En: (4).	32
Ilustración 4-11:Esquema Del Proceso Selexol Para Captura De H ₂ s Y Co ₂ . Basado En: (4).	33
Ilustración 4-12:Diagrama Esquemático De Un Proceso De Separación De Gases Mediante Membranas. Fuente: (4).	34
Ilustración 4-13:Reactor De Membranas. Fuente: (4).	36
Ilustración 4-14:Proceso Precombustión Utilizando Procesos Basados En El Óxido De Calcio. Basado En: (4).	38
Ilustración 4-15: Proceso De Oxidcombustión. Basado En: Newcastle University.	39
Ilustración 4-16:Proceso De Oxidcombustión. Basado En: Mit,Máster De Ingeniería Ambiental-(Vicente J.Cortes, Univ.Sevilla) Y Ciuden.	40
Ilustración 4-17:Derecha:Ciclón, Izquierda: Filtro De Mangas. Fuente: Wikipedia Imágenes.	41
Ilustración 4-18:Esquema Proceso De Depuración De Gases. Basado En: Ciuden.	42
Ilustración 4-19:Unidad De Captura Y Purificación (Cpu). Basado En: Ciuden.	43
Ilustración 4-20: Partes De Una Caldera De Lecho Fluido Circulante.	44
Ilustración 4-21: Partes De Una Caldera De Carbón Pulverizado.	45
Ilustración 4-22: Proceso Chemical Looping Combustion. Basado En: (6)	45
Ilustración 4-23: Esquema Del Proceso De Postcombustión. Basado En: Newcastle University.	47
Ilustración 4-24:Proceso General De Absorción Química. Basado En: Ippc.	49
Ilustración 4-25:Esquema Simplificado Del Proceso De Carbonatación-Calcinación. Basado En: (6).	54
Ilustración 4-26: Instalaciones Cac/Cauc A Gran Escala. Fuente: Datos Global Ccs Institute.	58
Ilustración 4-27:Primera Planta Comercial De Captura De Co ₂ En Una Central Térmica De Carbón. Canadá 110mwe-1mt Co ₂ /Año. Fuente: Datos Global Ccs Institute.	59
Ilustración 4-28: Malasia 200t/Día Co ₂ . Fuente: Global Ccs Institute.	59
Ilustración 4-29: Central Térmica De Carbón Pulverizado. Dinamarca 1t Co ₂ /H---Noruega 0.7 Mt De Co ₂ /Año. Fuente: Global Ccs Institute.	59
Ilustración 4-30: Instalación De La Fundación Ciudad De La Energía, Ciuden. Fuente: (6).	60
Ilustración 4-31: La Pereda Co ₂ En Mieres (Asturias). Fuente (6).	61
Ilustración 4-32: Esquema General Del Transporte De Co ₂ . Fuente: Global Ccs Institute.	62
Ilustración 4-33: Transporte De Co ₂ Mediante Tuberías En Tierra. Fuente: Global Ccs Institute.	62
Ilustración 4-34: Transporte De Co ₂ Mediante Barco Y Su Almacenaje En El Subsuelo. Fuente: Global Ccs Institute.	63
Ilustración 4-35: Elección Del Estado Del Fluido En Función Del Transporte.	66
Ilustración 4-36:Ejemplo De Transporte De Gas Natural Mediante Gaseoducto. Fuente: Wikipedia Imágenes.	70
Ilustración 4-37: Buque [Anthony Veder, 2011]—Camión [Asco Co ₂ ,2010].	71
Ilustración 4-38: Construcción De Un Gaseoducto. Fuente: Enagas.	75
Ilustración 4-39: Situación Y Trayectos De Los Futuros Proyectos En Europa. Fuente: Wikipedia Imágenes.	81
Ilustración 4-40: Esquema De Almacenamientos Subterráneos De Co ₂ . Fuente: Wikipedia Imágenes.	83
Ilustración 4-41: Ejemplo Sobre La Absorción De Una Roca Almacén Y Una Roca Sello. Izquierda: Roca Almacén-Derecha: Roca Sello. Fuente: Wikipedia Imágenes.	84
Ilustración 4-42:Países Con Potencial En Recursos De Almacenamiento. Fuente: Global Ccs Institute.	85
Ilustración 4-43: Carbonatación Mineral. Fuente Sanna, Uibu, Kuusik Y Caramanna (2014) Silva (2017).	86
Ilustración 4-44: Proceso De Carbonatación De Hidróxidos Y Cantidad De Energía Expedida. Fuente Sanna, Uibu, Kuusik Y Caramanna (2014) Silva (2017).	86
Ilustración 4-45: Fuentes De Minerales Utilizables. Fuente Sanna, Uibu, Kuusik Y Caramanna (2014).	87
Ilustración 4-46: Antes Y Después: El Basalto Poroso (Izquierda) Y El Basalto Con El Co ₂ Mineralizado En Los Poros.	87
Ilustración 4-47: Planta Energética Capaz De Transformar Co ₂ En Roca Islandia- Fuente: Wikipedia Imágenes.	87
Ilustración 4-48:El Campo Sleipner En El Mar Del Norte. (Foto: Harald Pettersen / Equinor).	95
Ilustración 4-49:Tipos De Estructuras Geológicas. Fuente: B.Llamas 20.	98

Ilustración 4-50: Atrapamiento Residual De CO_2 . Fuente: Kali Y Gibson Poole, 2008.	99
Ilustración 4-51: Áreas De Aplicación De Las Tecnologías De Uso Y Transformación Del CO_2 . Fuente: Pteco2.....	103
Ilustración 5-52: Análisis Dafo Sobre El Proceso De Captura- Precombustión. Fuente: Elaboración Propia Basado En (4).	129
Ilustración 5-53: Análisis Dafo Sobre El Proceso De Captura-Oxicombustión. Fuente: Elaboración Propia Basado En (4).	129
Ilustración 5-54: Análisis Dafo Sobre El Proceso De Captura- Postcombustión. Fuente: Elaboración Propia Basado En (4).	130
Ilustración 5-55: Análisis Dafo Sobre El Proceso De Transporte De CO_2 . Fuente: (8).....	131
Ilustración 5-56: Análisis Dafo Sobre El Proceso De Almacenamiento De CO_2 . Fuente: (10).....	132
Ilustración 5-57: Análisis Dafo Global De La Tecnología Cac. Fuente: Elaboración Propia.	132
Ilustración 6-58: Red De Transporte De Gas Natural En España. Fuente: Enagas.	134
Ilustración 6-59: Distribución De Instalaciones Industriales En España: Fuente Instituto Geográfico Nacional.	135
Ilustración 6-60: Agrupación De Puntos De Inyección. Fuente: Comet.....	135
Ilustración 6-61: Líneas De Transporte De Unión De Fuente E Inyección. Fuente: Comet.....	135
Ilustración 6-62: Cuencas Sedimentarias En La Península Ibérica Con Alto Potencial Para Convertirse En Almacenamiento De CO_2 . Fuente: Avanzaco2	137

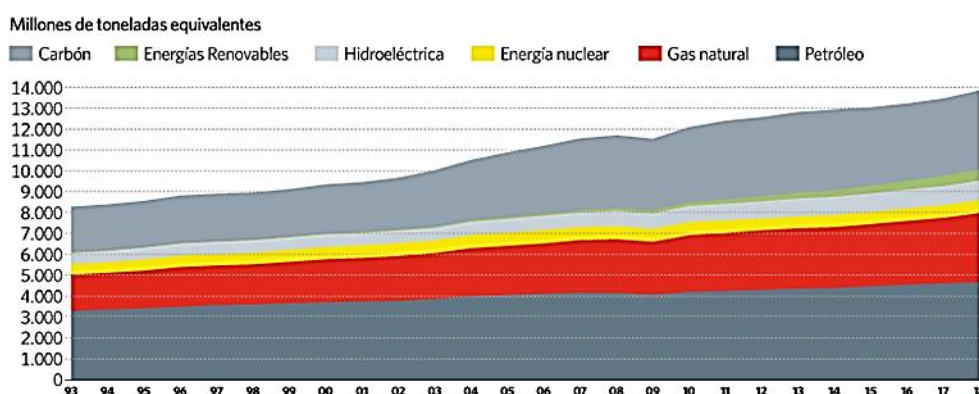
INDICE DE TABLAS

Tabla 4-1: Clasificación De Los Reactores Catalíticos Basados En Membranas Cerámicas. Basado En: (4).....	37
Tabla 4-2: Solventes Químicos Comerciales. Fuente: (7).	48
Tabla 4-3: Solventes Comerciales De Absorción Física. Fuente: (7).	52
Tabla 4-4: Ventajas Y Desventajas Del Sistema De Precombustión. Fuente: Newcastle University.....	57
Tabla 4-5: Ventajas Y Desventajas Del Sistema De Oxicombustión. Fuente: Newcastle University.....	57
Tabla 4-6: Ventajas Y Desventajas Del Sistema De Postcombustión. Fuente: Newcastle University.	58
Tabla 4-7: Composición Del Flujo De CO_2 En Función De La Tecnología De Obtención. Fuente: (8).	64
Tabla 4-8: Principales Impurezas Que Presenta La Corriente De CO_2 . Fuente: Agrupación De Fabricantes De Cemento De España.	66
Tabla 4-9: Efectos De Las Impurezas Sobre La Temperatura Y Presión Crítica. Fuente: Enagas.	66
Tabla 4-10: Condiciones De Calidad De La Corriente De CO_2 Según Dynamis Y Ecofys. Fuente: Iea Ghg (2010).....	68
Tabla 4-11: Características Del Transporte De CO_2	71
Tabla 4-12: Características Del Transporte Marítimo.....	71
Tabla 4-13: Diferencias Entre El CO_2 Y El Gas Natural. Basado En: Asociación De La Plataforma Tecnológica Española Del CO_2	72
Tabla 4-14: Especialidades Técnicas Comunes En El Diseño De Redes De Transporte De Fluidos. Fuente: (8).....	73
Tabla 4-15: Riesgos Que Presentan Los Componentes De La Corriente De CO_2 . Basado En (8).	78
Tabla 4-16: Ceoductos En El Mundo. Fuente: (8).	81
Tabla 4-17: Características De Los Almacenes. Basado En: (9).....	89
Tabla 4-18: Ventajas E Inconvenientes De Los Almacenamientos Geológicos. Basado En: (9).	90
Tabla 4-19: Ventajas E Inconvenientes De Los Almacenamientos De Tipo Yacimiento De Gas Y Petróleo. Fuente: (9).	91
Tabla 4-20: Ventajas E Inconvenientes De Los Almacenamientos Geológicos En Capas De Carbón. Basado En: (9)...	93
Tabla 4-21: Resumen Proyectos Comerciales Y Proyectos Piloto De Almacenamiento De CO_2 En Acuíferos Salinos Actualmente En El Mundo. Fuente: Global Ccs Institute, 2017.	94
Tabla 4-22: Proyectos Comerciales De CO_2 En Proyectos De Eor Actualmente En El Mundo (Global Ccs Institute, 2017).	96
Tabla 4-23: Proyectos Piloto Sobre Almacenamientos De CO_2 En Las Capas De Carbón. Basado En: (9).	97
Tabla 4-24: Productos Sustituídos Por CO_2 En Diferentes Aplicaciones. Fuente: (10).....	102
Tabla 5-25: Registro De Los Precios Medios De Los Derechos De Emisión (Eau) Y De Los Créditos De Carbono (Cer). Fuente: Elaboración Propia Basada En Datos Obtenidos En Sendeco ₂ . Página Web: https://www.sendeco2.com/es/	111
Tabla 5-26: Estimación De Costes Para El Proceso De Captura En Diferentes Sistemas Industriales. Fuente: Elaboración Propia Basado En El Informe De Alinne	113
Tabla 5-27: Variación De Rendimientos Y Coste Del Producto Y Del CO_2 Con Respecto De Centrales Sin Procesos De Captura.	115
Tabla 5-28: Estimación De Costes Para Un Proyecto Con Una Capacidad De 2,5 Mt/Año. Fuente: Basado En Estudio Zero Emission Platform (Zep)	115

Tabla 5-29: Estimación De Costes Para Una Red De Transporte A Gran Escala (20mt/Co ₂) Fuente: Basado En Estudio Zero Emission Platform (Zep)	116
Tabla 5-30: Relación Entre Opex/Capez En Los Diferentes Componentes De La Cadena De Transporte. Fuente: Zero Emission Platform (Zep).....	117
Tabla 5-31: Coste De Tonelada De Co ₂ Evitada Para Diferentes Tipos De Almacenamiento. Fuente: El Ciclo Del Carbono. Enlace: Elciclodelcarbono.Com.	119
Tabla 5-32: Estimación De Capacidad De Almacenamiento De Co ₂ . Fuente: El Ciclo Del Carbono. Enlace: Elciclodelcarbono.Com.	119

1. INTRODUCCIÓN

Durante el último siglo, el crecimiento económico sufrido, se encuentra fuertemente ligado al aumento del consumo energético. A pesar de que, ahora, son muchas las formas de generación energética, durante mucho tiempo, el sistema energético estuvo basado exclusivamente en el uso de combustibles fósiles. Es innegable que, aun en la actualidad, y a pesar del fuerte incremento de generación energética por medio de tecnologías limpias, la dependencia de los combustibles fósiles es elevada. Como consecuencia principal de esto, las emisiones de gases de efecto invernadero han aumentado, convirtiéndose en uno de los principales retos globales que ahora mismo enfrenta el planeta.



Gráfica 1-1: Evolución del consumo de energía Fuente: informe estadístico de BP.



Gráfica 1-2: Emisiones de CO₂ en gigatoneladas al año e incremento anual en %. Fuente: Global Carbón Project.

El **efecto invernadero** es un fenómeno por el cual la energía solar que penetra en la Tierra, proveniente de la radiación solar, no puede volver al espacio, debido a la barrera de los gases de efecto invernadero; dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), vapor de agua (H₂O), óxido de nitrógeno (NO) y el ozono (O₃). Hasta hace relativamente poco era un proceso natural, gracias al cual se regulaba la temperatura en nuestro planeta, ahora ya no, este ha sido alterado por el ser humano con la emisión, principalmente de dióxido de carbono (CO₂) y metano (CH₄). Como consecuencia de este hecho, nos encontramos ante un cambio climático que produce un deshielo de los polos, desertización, cambios en las estaciones etc.

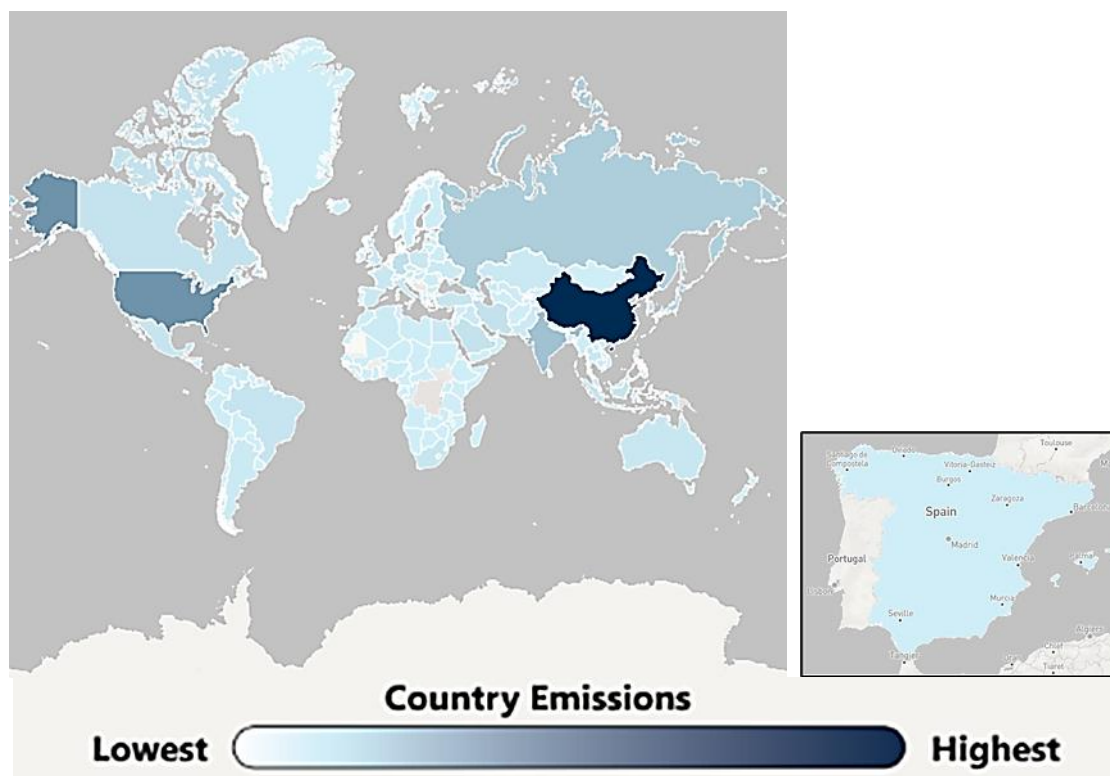
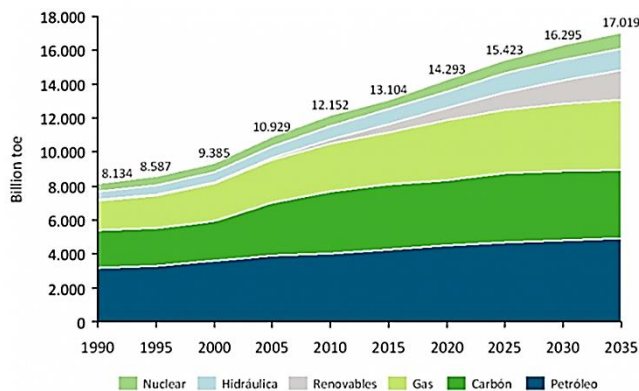


Ilustración 1-1: Emisiones 2020. Fuente Global CCS Institute.

El CO₂ se acerca a niveles nunca vividos por el hombre. Los niveles de CO₂ actuales se acercan a récords nunca vistos por el hombre. Actualmente nos encontramos en casi 414 ppm. Los niveles de CO₂ se igualarán a los del Mioceno.

Según los autores de un estudio publicado en Nature, la cantidad actual de dióxido de carbono en nuestra atmósfera no se había visto desde hace 15 millones de años. Se estima que para el año 2025 el nivel de CO₂ pasará a 427 partes por millón -ppm-, un valor visto durante el Mioceno -hace 15 millones de años-, donde las temperaturas eran entre 3 y 4 °C más altas que en la actualidad y el nivel del mar estaba 20 metros por encima de lo que está ahora mismo. (Mayá, Periódico El tiempo, 2020)



Según las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la demanda de energía primaria mundial crecerá un 30% para el 2040, manteniéndose un peso importante de los combustibles fósiles sobre el consumo total, de forma que carbón, gas natural y petróleo representarán el 80% de la energía consumida en 2040.

Gráfica 1-3: Evolución del consumo mundial de energía primaria en el escenario de referencia. Fuente: BP Energy Outlook 2017.

Ante esto nos hemos visto obligados a tomar iniciativas que tratan de reducir o evitar las emisiones del CO₂ debidas a los grandes generadores de energías.

- Reducción del consumo de energía.
- Uso eficiente de la energía.
- Uso de fuentes de energía con bajos niveles de emisión de CO₂ (energías renovables o nuclear)
- Uso de combustibles con menor contenido de carbono.
- Captura y Almacenamiento Geológico de CO₂ (CAC/CAUC).

El **cambio climático** se ha convertido en un problema mundial que requiere una respuesta por parte de todos los países. Tanto ha sido así, que en 1997 se firmó el Protocolo de Kioto por parte de la Unión Europea y sus Estados Miembros y entró en vigor en 2005, donde asumían el compromiso, para 2008, de reducir un 8% las emisiones de CO₂ con respecto a 1995. Para cada Estado Miembro esta estipulación variaba en función de una serie de parámetros. En el caso de España, este reparto supuso la obligación de que la media de emisiones netas de gases de efecto invernadero, en el período 2008-2012, no superasen el 15% del nivel de emisiones del año base (1990/1995). En el periodo 2013-2020, la Unión Europea comunicó su intención de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% con respecto al año 1990, en línea con el Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático. Aunque los objetivos eran diferentes para cada Estado, en pocos casos se han cumplido los objetivos marcados. Los países que mayores descensos en sus emisiones de CO₂ se corresponden con el antiguo bloque soviético, y la reducción de sus emisiones se debe más al derrumbe de su sistema económico e industrial que a ninguna política ambiental aplicada. Por otro lado, países del este de Asia, Oriente próximo, África e importantes países de Latinoamérica han sufrido un incremento de las emisiones ligado a su crecimiento económico. Ejemplos como China, donde a medida que su nivel de vida se enriquece sus emisiones son mayores o India, cuyo problema de contaminación se ha convertido en un problema a escala mundial.

Emisiones de CO₂ respecto a 1990

¿Se ha cumplido el Protocolo de Kioto?

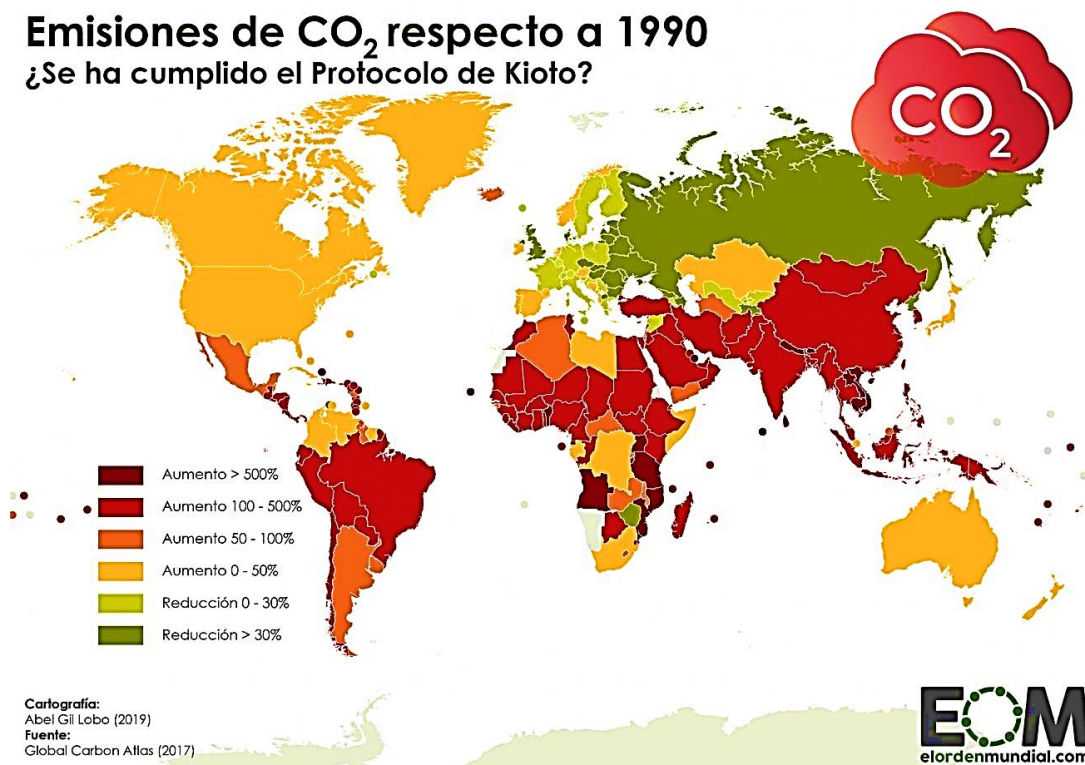


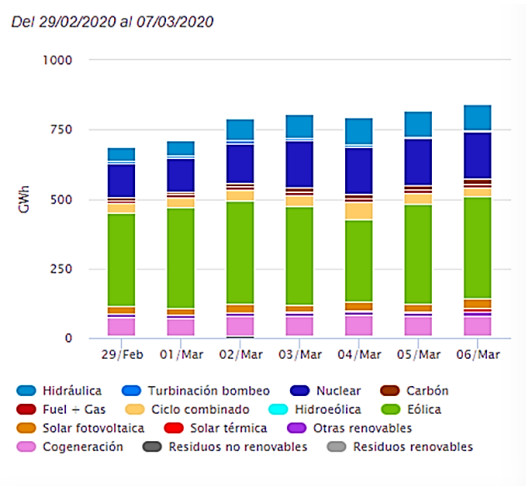
Ilustración 1-2: Fuente: <https://elordenmundial.com/>.

Hoy el **Protocolo de Kioto** ha sido sustituido por la cumbre de Marrakech y el **Acuerdo de París**. Este último se celebró en diciembre de 2015 donde 195 países firmaron el primer acuerdo vinculante, donde asumían un plan de acción mundial que suponía el establecimiento de un límite del calentamiento global por debajo de 2°C.

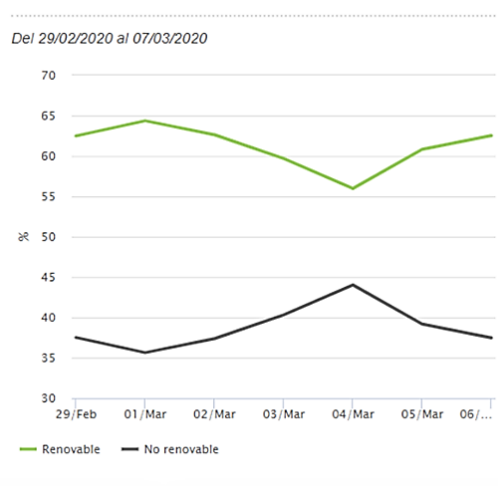
La ONU propone, y 77 países lo apoyan, la iniciativa de 0 emisiones para el año 2050. ¿Pero, es esto un objetivo posible? ¿Podemos cambiar en 30 años la forma en la que trabajamos y lo que hemos construido durante 200 años? Lo que está claro, es que debemos empezar hoy, no mañana y que además debemos de poner en marcha, no una, sino todas aquellas iniciativas que puedan reducir o eliminar la emisión de gases de efecto invernadero.

Son muchos los países de Europa Occidental, entre los cuales se encuentra España, los que poco a poco abogan por la **descarbonización** no pudiendo hacer frente a las altas penalizaciones de emisiones. La Vanguardia publicaba el pasado mes de diciembre *‘El cierre de As Pontes (A Coruña), la mayor central del Estado simboliza el declive de esta fuente de energía’*. Por una parte, se hace visible, pero tan solo dentro de la península, siendo la descarbonización de las islas los nuevos retos ineludibles. No debemos olvidar que, para satisfacer la demanda eléctrica, cada vez mayor, y con el reciente cierre de centrales térmicas de carbón, nos hemos visto obligados a impulsar las centrales de gas. Estas centrales a pesar de que emiten menos CO₂, no se debe olvidar que el objetivo es ‘0 emisiones de CO₂’. Por lo tanto, en unos años serán ellas las que comiencen a desaparecer.

En España existe un mix energético muy variado, pero difícilmente podemos abastecernos prescindiendo de las grandes emisoras de CO₂, ya que suponen aun un alto porcentaje de suministro, y son muchas de ellas las que respaldan a las renovables.



Gráfica 1-4: Estructura de la generación por tecnologías (GWh) en España. Fuente: Red Eléctrica de España.



Gráfica 1-5: Evolución de la generación renovable y no renovable. Fuente: Red Eléctrica de España.

El Panel Intergubernamental contra el Cambio Climático (IPCC) y la Agencia Internacional de la Energía (IEA) aseguran que, a pesar de que pierdan fuerza ante otras como las renovables o la nuclear, los combustibles fósiles seguirán siendo una de las principales fuentes de energía primaria en las próximas décadas, y es por ello necesario contar con otra alternativa que logre mitigar las emisiones de CO₂ a la atmósfera: **la tecnología de Captura y Almacenamiento de CO₂ (CAC)**, mediante la cual somos capaces de utilizar estos combustibles de forma sostenible, confinando el CO₂ de forma estable y segura en el subsuelo.

El presidente de la Plataforma Tecnológica Española del CO₂ dice que “las tecnologías de CAC ofrecen una posibilidad viable contra el cambio climático, pero es fundamental la colaboración de la Administración para poder convertir esta oportunidad en una realidad. La implantación de estas tecnologías supondría la creación de un nuevo tejido industrial para nuestro país y con él una ocasión para la creación de empleo, una gran oportunidad según el contexto económico que vive nuestro país en la actualidad”.

“Además, las tecnologías CAC están avaladas por informes como los de la Agencia Internacional de la Energía, que predice un escenario de crecimiento de la demanda energética y de necesario desarrollo tecnológico a corto y medio plazo en todo el mundo que hace que no se pueda renunciar a las fuentes energéticas actuales.” (Javier Alonso, 2020).

2. OBJETIVO

El objetivo principal de esta investigación es **conocer y entender** las diferentes tecnologías de tratamiento- captura, almacenamiento y transporte- del CO₂, tanto aquellas desarrolladas como las que aún está en desarrollo. Así como **analizar la factibilidad de operación e implantación** en plantas generadoras, concretamente centrándonos en España. Esta tecnología es relativamente nueva, por tanto, nos enfrentamos a elevados costes que pueden hacer que la **rentabilidad** de estas se vea afectada.

El proceso de captura consiste en producir una corriente concentrada de CO₂ a la vez que se genera energía. Para ello, se han planteado las siguientes tecnologías, precombustión, oxicomcombustión y postcombustión.

La vía de precombustión se sitúa en las instalaciones antes de realizar la combustión del combustible, cuyo objetivo es preparar el combustible para realizar una combustión donde no se produzca CO₂. Este tipo de trabajos es aplicable en centrales térmicas de tipo GICC. Los procesos de oxicomcombustión consisten en quemar el combustible con oxígeno puro, lo cual produce una corriente concentrada de CO₂ al evitar la presencia del N₂ del aire en la caldera de combustión. Este proceso requiere de una etapa previa de producción de oxígeno y un consumo adicional de energía. Por último, la postcombustión consiste en captar el CO₂ de los humos producidos tras la combustión.

Tras su captura es necesario comprimirlo a elevadas presiones, más de 200bar, para poder transportarlo y más tarde inyectarlo en almacenamientos adecuados como estructuras geológicas, acuíferos salinos, confinamientos oceánicos o cavidades creadas por disoluciones en sal.

En base a los objetivos implantados en nuestro país acerca de las emisiones de gases de efecto invernadero, han sido propuestas muchas soluciones, no siendo esta una de las más apoyada ni mucho menos. Las renovables ganan posiciones, proporcionando un gran porcentaje de energía, junto con las centrales nucleares, consiguiendo proporcionar cerca de 60% de energía libre de CO₂. Ese porcentaje no fijo, depende de las condiciones meteorológicas, por tanto, se encuentran ligadas a otras tecnologías de respaldo, tecnologías cada vez menos apoyadas por los gobiernos europeos, siendo duramente penalizadas por sus emisiones, y cuya única solución es el cierre de estas centrales. Este cierre o en algunos casos el traspaso de centrales a otros lugares del mundo nos supone una necesidad de compra de electricidad, miles de puestos de trabajos y una pérdida constante de tecnologías que nos han acompañado durante cientos de años y que, con una implantación de tecnologías, como el CAC/CAUC, podrían seguir con su producción ayudando a sostener nuestro sistema energético de forma sostenible.

Alrededor del mundo son muchos los proyectos CAC/CAUC que se encuentran en etapa de investigación o desarrollo, otros muchos ya implantados y en funcionamiento.

En España existen grandes aportaciones a la investigación de tecnologías CAC, destacan la planta piloto industrial de captura de CO₂ situada en la central térmica de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado (GICC) de ELCOGAS en Puertollano, y la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN) la cual estudia procesos de oxicomcombustión en las calderas de carbón pulverizado (20 MWt) o calderas de lecho fluidizado circulante (30 MWt).

3. MARCO LEGAL

3.1. ÁMBITO INTERNACIONAL

Respecto al ámbito internacional, las regulaciones CAC/CAUC nacieron en el marco de las **medidas contra el cambio climático**, más concretamente en el 1992 con el Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CCC).

Mediante el Protocolo de Kioto se desarrolló el CCC, en el que se propuso una reducción cuantitativa de emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) por País desarrollado a alcanzar en 2008-12 (recogida en *el Anexo B del Protocolo de Kioto*) tomando como punto de partida las emisiones de 1990.

No fue hasta el 2011 cuando se admitieron las tecnologías CAC dentro del marco legal en formaciones subterráneas como los **Proyectos MDL** (Mecanismo de Desarrollo Limpio o Mecanismo para un Desarrollo Limpio), a partir del cual, los países industrializados pueden reducir sus costos de producción (bonos de carbono), al mismo tiempo que maximizan las reducciones de emisiones.

Como consiguiente, se empezó a aplicar un procedimiento para la selección, caracterización e identificación de los emplazamientos adecuados para el almacenamiento geológico. Además, se habilitaron medios legales adecuados para dotar a los participantes (promotores) del proyecto, el derecho a almacenar CO₂ en un determinado espacio y el de obtener acceso a este. Un hecho importante fue contar con un procedimiento regulado para la aprobación de Proyectos CAC/CAUC (*Decisión 10/CMP.7*).

Otros convenios para destacar son los que regulan la configuración legal e institucional de la CAC/CAUC dentro del **marco internacional aplicable a los vertidos al mar de desechos**; la mayoría de los cuales han considerado que, el flujo de CO₂ procedente de la captura, siempre y cuando este compuesto mayoritariamente de CO₂, podrá ser considerado desecho.

Finalmente se puede destacar que existe un número considerable de Organizaciones y Asociaciones, de ámbito supra nacional tales como Global CCS Institute e International Energy Agency, cuyo objetivo es centrar su atención en el marco legal e institucional de la CAC/CAUC en algunos países, realizando estudios e informes de regulación.

3.2. ÁMBITO COMUNITARIO

Las tecnologías CAC/CAUC viene reguladas por la *Directiva 2009/31/CE, de 23 de abril de 2009, relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono*. Esta directiva constituye un marco jurídico armonizado para el almacenamiento de CO₂, exigible a todos los Estados Miembros (EEMM) y países del Espacio Económico Europeo (EEE). Además, se reconoce la libertad a los EEMM para prohibir dentro de su territorio, parcial o totalmente, las tecnologías CAC/CAUC.

En cuanto al modelo regulatorio de la Directiva, se pueden distinguir los siguientes puntos:

- Configuración de la CAC/CAUC como actividad industrial o instalación o parte de una instalación industrial.

- Se excluye, expresamente, la CAC/CAUC del ámbito de aplicación de la normativa: de vertidos de contaminantes a las aguas subterráneas; de residuos en general y de movimientos transfronterizos de residuos en particular.
- Comprende almacenamientos geológicos de CO₂ en formación geológica subterránea y marina (a elección de EEME).
- Sometimiento de las actividades de captura y de inyección a autorización.
- Contenido mínimo de la solicitud y de la autorización.
- Sometimiento de todo proyecto de CAC/CAUC a Evaluación de Impacto Ambiental (EIA).
- Condiciones para conseguir el permiso de almacenamiento conforme a la solicitud.
- Sistema de Responsabilidad.
- Inspección y vigilancia.
- No regulación del procedimiento de concesión de permisos (función del EEMM).
- No regula el transporte, tan solo las condiciones de acceso a una futura red de transporte de CO₂, con el fin de garantizar la seguridad e igualdad.

En cuanto al régimen de comercio de derechos de emisión en las CAC/CAUC, fue la *Directiva 2003/87, de 13 de octubre de 2013*, modificada por la *Directiva 2009/31*, incluye a las instalaciones de captura de CO₂, a las condiciones para el transporte de CO₂ y a los emplazamientos de almacenamiento de CO₂. Debido a esta directiva se ordena no conceder ningún derecho de emisión, de forma gratuita, a dichas instalaciones. Además, trasladan la responsabilidad en caso de fugas a su titular.

Finalmente, en el ámbito energético la *Directiva 2009/31* modifica la *Directiva 2001/80 destinada a las Grandes Instalaciones de Combustión (GIC)*, con el fin de obligarles a reservar espacios en sus plantas para que, en un futuro, puedan añadir la tecnología de CAC/CAUC.

3.3. ÁMBITO NACIONAL

En España, el almacenamiento geológico de CO₂, está regulado por la *Ley 40/2010 de 29 de diciembre, de almacenamiento geológico de dióxido de carbono*. Dicho texto recoge el régimen jurídico en el que se basa el permiso de investigación y concesión de almacenamiento, siempre que se aseguren condiciones favorables para el medio ambiente, con el fin de contribuir a la lucha contra el cambio climático. Ambos serán otorgados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe favorable de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, además, siendo necesario un informe de la Comunidad Autónoma en la que se encuentre dicho lugar de almacenamiento.

En lo que al **permiso de investigación** se refiere, este es otorgado en aquellos casos en los que sea necesario una exploración, para conocer la capacidad de almacenamiento y este derecho es exclusivo de dicha área. La validez de dicho permiso no excederá de los 6 años, pudiendo ser prorrogada, si así lo determina el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por 3 años como máximo.

Por otro lado, las **concesiones de almacenamiento**: [1]

- La concesión de almacenaje confiere a sus titulares el derecho a explotar dicho lugar por 30 años, pudiendo ser prorrogable por dos periodos de 10 años sucesivos.

- Esta aprobación conllevará a la declaración de utilidad pública o interés social de los terrenos suprayacentes para el establecimiento de todas aquellas instalaciones, que sean necesarias, de inyección.
- El titular al que se le confiere la concesión tendrá como obligación realizar un plan de seguimiento, de forma continua, de las instalaciones de inyección y del almacenamiento. Por su parte las Comunidades Autónomas llevarán a cabo un sistema de inspecciones rutinarias de las instalaciones.
- El almacenamiento deberá estar, mayoritariamente, compuesto de dióxido de carbono, por tanto, no podrá ser añadido ningún otro residuo o sustancias.
- Una vez expire el plazo de concesión el titular deberá sellar dicho almacén, conforme a lo establecido, pasando a ser responsabilidad del Estado.

El Consejo de Ministros adoptará, a propuesta del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, las medidas necesarias con respecto al **transporte** para garantizar el acceso de todos los usuarios a los lugares de almacenamiento.

En lo que respecta al **acceso de información y difusión**, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio tendrá la obligación de crear y mantener un registro de las concesiones de almacenaje concedidas y un registro permanente de todos y cada uno de los almacenamientos cerrados y de complejos de almacenamiento circundante.

4. TECNOLOGÍAS CAC/CAUC

El dióxido de carbono es un gas inodoro, incoloro, inerte y no inflamable, tales características le confieren la categoría de gas no peligroso. Presente en la naturaleza en condiciones normales y necesario para la supervivencia de los ecosistemas del planeta y de todos sus habitantes. Los seres humanos estamos compuestos por un 11% de carbono y exhala una media de 1 kilogramo de CO₂ al día. Por tanto, el CO₂ es un gas fundamental en nuestras vidas, sin embargo, debido a la acción antropogénica su aumento, junto con otros gases como son el CH₄, N₂O, vapor de agua y clorofluorometanos (CFC's), ha provocado lo que se conocemos como cambio climático y que hoy nos afecta.

Para combatirlo en 2015 los países firmantes del Acuerdo de París se comprometieron a tratar de limitar el incremento de la temperatura global por debajo de los 2°C. Gracias a las tecnologías CAC/CAUC, captura, transporte, almacenamiento y usos y transformaciones del CO₂ (en Inglés Carbón Capture and Storage, CCS y en castellano CAC/CAUC) es una metodología de mitigación del cambio climático. Según estudios recientes [2], se estima que su contribución global en la reducción de emisiones de CO₂ puede ser del 15%-20% del total necesario. Esta tecnología formará parte de la combinación de diversas fuentes de energía (mix energético) que, junto con las renovables y la eficiencia energética, logren que la temperatura de nuestro planeta no continúe en aumento.

El CO₂ puede ser capturado mediante diferentes técnicas, precombustión, postcombustión y oxidcombustión, en centrales térmicas, refinerías, plantas cementeras, siderúrgicas y otras industrias. Después el CO₂ es transportado a través de tuberías, llamadas ceoductos¹ hasta el punto de almacenamiento en condiciones similares al agua, luego es inyectado en una formación geológica profunda para su almacenamiento permanente.

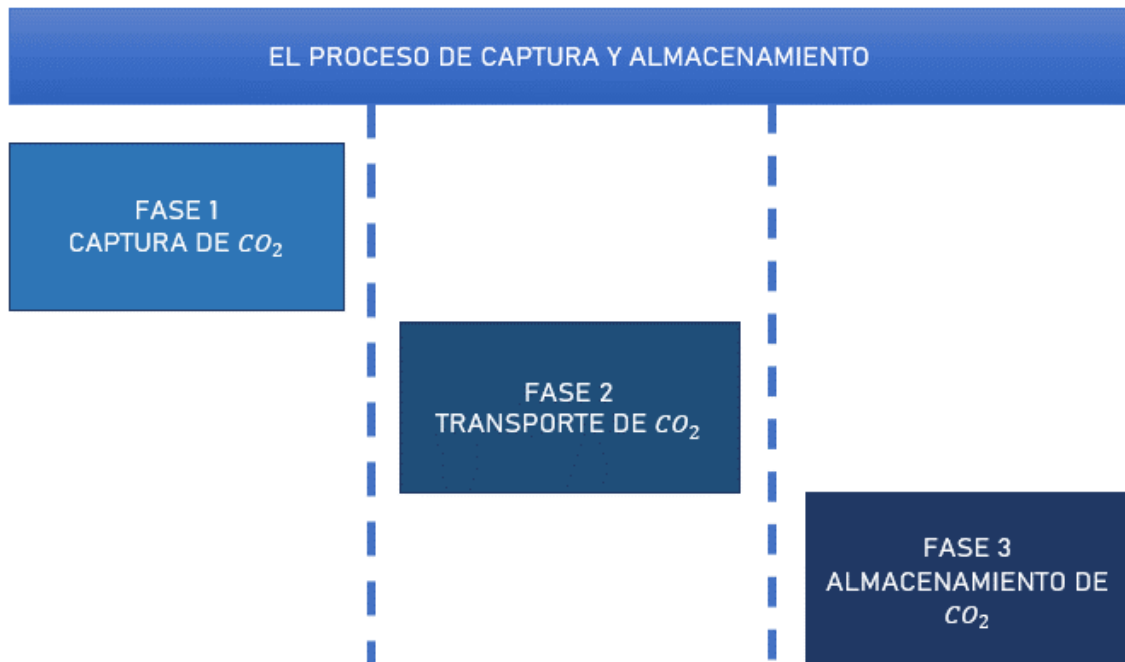
El CO₂ es un recurso con muchas utilidades: [3]

- Tratamiento de aguas residuales y de recreo.
- En el sector de la alimentación y bebidas, en la producción de cervezas y conservación de alimentos (leches, ensaladas).
- Ayuda al crecimiento de microalgas y mejora la absorción de determinados nutrientes.
- Puede ser utilizado como materia prima junto con energías renovables para originar combustibles sostenibles.
- Sintetizar aspirinas.
- Aturdir animales antes del sacrificio.
- Fabricación de cemento más sostenible.
- Empleo en extintores.
- Limpieza de insectos en alimentos.
- Fabricación de nanofibras, empleados en dispositivos electrónicos y baterías.

Desde 2006 la plataforma tecnología española del CO₂ (PTECO₂) trabaja para que las tecnologías CAC/CAUC sean una realidad en nuestro país.

¹ Red de tuberías por donde circula el gas convertido en fluido, a yacimientos de petróleo, donde es almacenado.

Esta tecnología deberá ser realizada principalmente para aquellos grandes focos de emisiones de CO₂, como grandes industrias y diferentes centrales. Para focos de emisión como son el transporte o domésticos, son más efectivas medidas como el uso de renovables, mejora en la eficiencia, uso de vectores energéticos con posibilidad de mínimas emisiones de CO₂ en su ciclo de vida como biocombustibles, el H₂ o la electricidad.



4.1. CAPTURA DEL CO₂.

En los procesos de captura de CO₂ siempre se incluye un proceso de separación de gases a gran escala, este proceso está más o menos integrado, para poder seguir generando el producto del sistema de referencia. Los sistemas de captura de CO₂ se pueden clasificar en función del lugar donde se sitúa la etapa de separación de gases dentro del sistema y del tipo de gas que se separa en los mismos.

La finalidad de este proceso de captura del CO₂ consiste en producir una corriente concentrada de CO₂ de forma simultánea a la que se genera energía. Para ello se han planteado las opciones:



El uso de cada uno de estos métodos dependerá principalmente de la concentración de CO₂, la presión del gas y del tipo de combustible que se utilice. Siendo predominante la vía de la precombustión, la cual está presente en la mayoría de los proyectos mundiales.

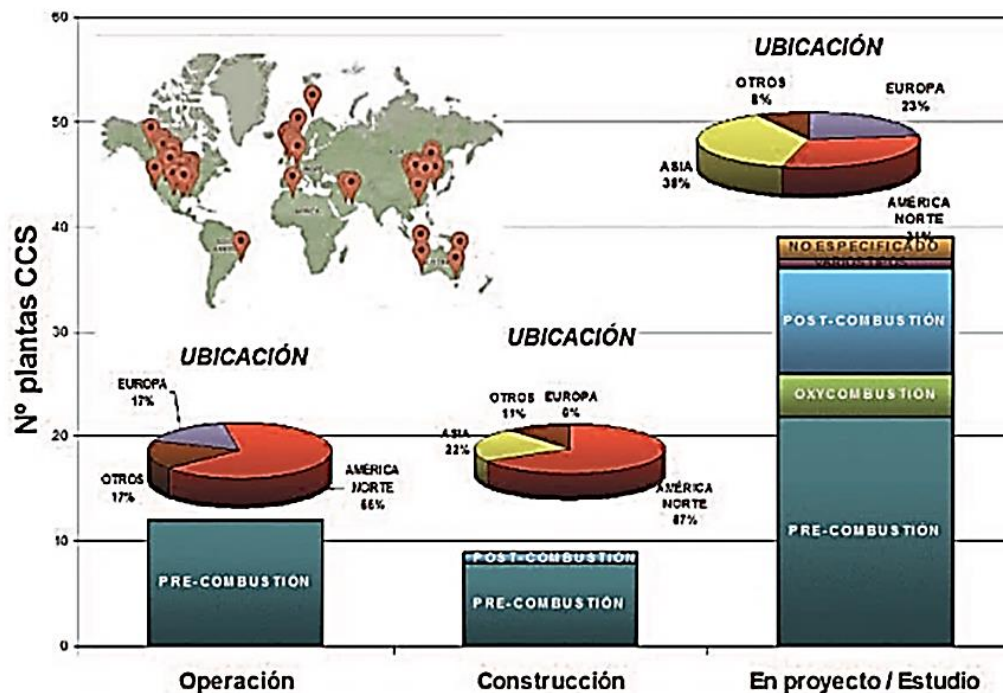


Ilustración 4-3: Plantas de Captura de CO₂. Fuente: Global CCS Institute.

4.1.1. Precombustión

Este sistema está muy relacionado con la producción de hidrógeno, el cual es un agente importante para procesos como:

- Generación de energía eléctrica o de calor.
- Síntesis de amoníaco.
- Producción de fertilizantes.
- Los hidroprocesamientos en refinerías de petróleo.

Los procesos donde la captura del CO₂ se produce de forma previa a la combustión, llamados procesos de precombustión, se basan en una transformación del combustible primario en una corriente de gases, cuyos principales componentes son el CO₂ y el H₂. Estos componentes pueden ser separados de forma sencilla gracias a la presión y a las concentraciones a las que se encuentran disponibles.

Estos sistemas se sitúan en las instalaciones antes de realizar la combustión del combustible, para que una vez sea efectuada no se produzca CO₂. La principal tecnología de estos sistemas son los GICC (Gasificación Integrada en Ciclos Combinado). Esta tecnología puede ser aplicada en recursos fósiles (carbón, gas natural y fuel), biomas y residuos.

De forma general el proceso de captura de CO₂ por precombustión comprende las siguientes etapas:

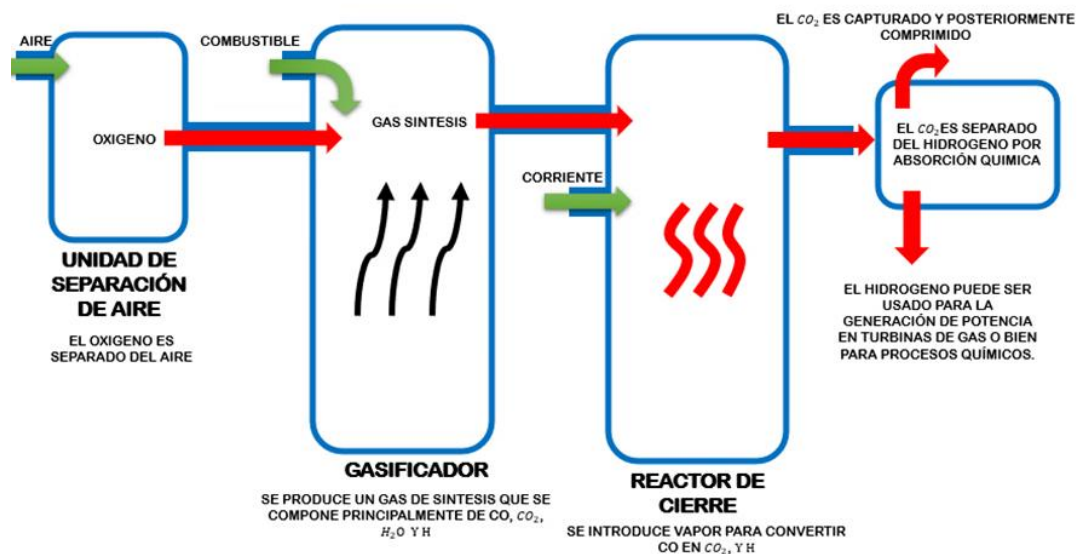
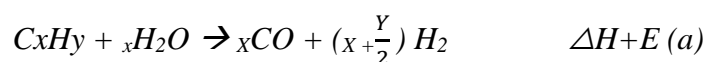


Ilustración 4-4: Proceso de precombustión. Basado en: Newcastle University.

Producción de un gas síntesis: se hace reaccionar un compuesto carbonoso con oxígeno y agua alta temperatura y presión, generando un gas compuesto en su mayoría por CO e H₂.

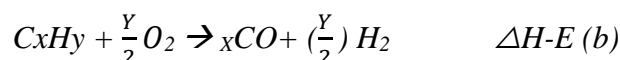
Esta tecnología está ampliamente desarrollada, principalmente el reformado de combustible gaseoso y la gasificación de combustibles sólidos. Son realizados a partir de los siguientes procesos químicos.

- **Reformado con vapor de agua.** En este proceso, el agua actuará como un agente oxidante cuando la haga reaccionar con un compuesto de tipo C_xH_y. Se trata de una reacción endotérmica, es decir, necesita de un aporte energético. Para mejorar la cinética requerirá de un catalizador para la reacción.



Este proceso es el más estandarizado.

- **Reacción con oxígeno.** Una cantidad limitada de oxígeno se hace reaccionar con un combustible, oxidándolo y posteriormente obteniendo un gas formado principalmente por CO e H₂. Se trata de una reacción exotérmica, es decir desprende energía.



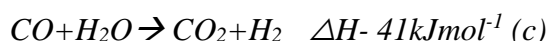
Cuando este proceso es aplicado para combustibles gaseosos y algunos líquidos se denominan oxidación parcial y cuando se aplica para combustibles sólidos u otros líquidos se conoce como gasificación.

En comparación con el proceso anterior, reformado con vapor de agua, produce menos cantidad de hidrogeno por unidad de combustible, pero también los tiempos de reacción son menores, no requieren de catalizador ni de un aporte energético. El rendimiento en

cuanto a ‘eficiencia de gas frío’² es menor que en el proceso anterior, pero admite un rango más amplio de combustibles primarios. Permite la adición de agua como un segundo agente oxidante, lo que incrementa el H₂ obtenido y aumentando la ‘eficiencia del gas frío’.

Acondicionamiento del gas síntesis: se eliminan las cenizas, las partículas, los compuestos de azufre y otras impurezas del gas que hemos obtenido en la etapa anterior.

Conversión de CO en CO₂: la única tecnología existente y ampliamente utilizada en la industria química es la reacción gas-agua (Water-Gas-Shifting), que consiste en convertir monóxido de carbono (CO) en dióxido de carbono (CO₂) aportando vapor, maximizando así la cantidad de H₂ presentes.



Separación del CO₂ e H₂ del gas convertido: esta etapa tiene como objetivo principal separar el CO₂ de la corriente de gas que hemos generado. La concentración de CO₂, en esta corriente está comprendida entre un 15%-60% en base seca y se encuentra a una presión de 2-7 MPa. Una vez el CO₂ esté separado podrá ser almacenado.

Dependiendo del grado de captura y de los posteriores procesos de purificación de la corriente resultante, esta puede producir hidrógeno o mezclas de hidrogeno con otros componentes, en menor proporción, como CH₄, CO, CO₂ Y N₂, esto sucederá en caso de usar aire en vez de oxígeno en la oxidación parcial.

Esta corriente puede ser utilizada como:

- Para aumentar el valor al combustible, produciendo nuevos combustibles y productos químicos con una mayor relación entre H/C a partir del gas síntesis, por medio de diferentes procesos, destacando el Fischer-Tropsch.
- Como combustible descarbonatado directamente, en caldera o turbinas de gas.
- Como base para obtener hidrogeno puro.

4.1.1.1. *Tecnologías existentes en la producción del gas síntesis.*

Reformado con GN y HC ligeros con vapor (SMR)

Puesto que el principal componente del GN es el metano este proceso se conoce como reformado de metano con vapor, en ingles Steam-Methane Reforming, SMR. Su combustible de alimentación es el gas natural, pudiendo también utilizar hidrocarburos. Actualmente, y en aquellos países con disposición de GN, este es el proceso más utilizado en la producción de Hidrogeno. Existen plantas que pueden producir hasta unos 480 t/día de H₂ y hasta 2.500 t/día de CO₂.

Antes de comenzar el reformado es necesario que el azufre sea eliminado del combustible de alimentación, ya que este envenena al catalizador de base de níquel, usado en la reacción gas-agua. La reacción de reformado a la que añadimos vapor de agua (a), es producida a unos 800-900°C de temperatura sobre el catalizador. Como pudimos ver antes esta reacción necesita la aportación de energía para poder llevarse a cabo, esa energía será

² Eficiencia de gas frío se refiere a la cantidad de energía que tiene el gas obtenido con respecto a la energía del combustible primario.

aportada por la combustión de una parte del combustible. La corriente de gas reformada es refrigerada dentro de una caldera de calor residual y se genera el vapor que necesitamos para aportar a las reacciones (a y c). Se genera mucho más vapor del necesario para la planta; esto puede solucionarse empleando el gas de síntesis caliente para aportar el calor necesario que necesita un intercambiador que constituye un segundo reactor de reformado tubular. Evitando el exceso de vapor generado, produciendo mayor cantidad de H_2 , y aumentando el rendimiento de la planta.

La corriente de gas es llevada a un reactor shift, de una o dos etapas, donde la mayoría del CO pasará a CO_2 . Un reactor shift de dos etapas es capaz de reducir la cantidad de CO hasta un 0,2%. Si el reactor funciona a alta temperatura ($400-550^{\circ}C$) y usando catalizadores de Fe-Cr pueden dejar una concentración del 2-3% de CO. En caso de usar un catalizador en base de Cu y con temperaturas entre 180 y $350^{\circ}C$ puede conseguir concentraciones del 0.2-1% de CO a la salida.

El rendimiento térmico de un proceso estándar de SMR se encuentra entorno al 81%.

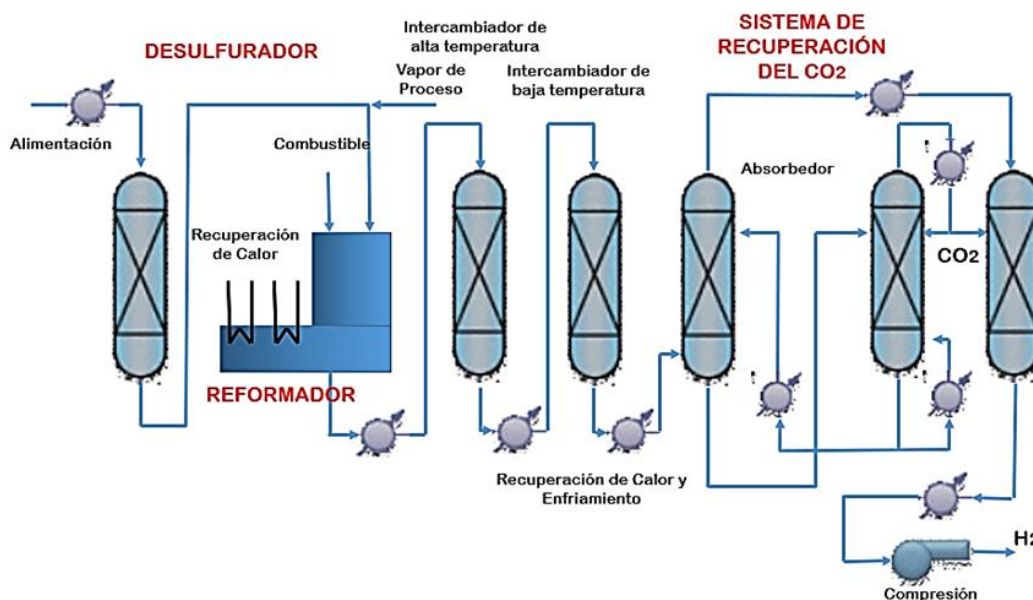


Ilustración 4-5: Esquema de una planta convencional para producir hidrógeno por reformado con vapor. Basado en: [2].

Oxidación parcial (POX)

Cuando se realiza el proceso de oxidación parcial el combustible reacciona con el oxígeno de elevada pureza a alta presión para producir el gas de síntesis. Se trata de un proceso exotérmico, producido con temperaturas entre $1.250^{\circ}C-1.400^{\circ}C$, por tanto, este tipo de procesos no requiere un aporte de energía externo de calor.

Para la producción de H_2 , el oxígeno de este proceso POX, procede de una unidad de separación de aire (Air Separation Unit, ASU). Estas unidades consumen una gran cantidad de energía y son muy caras. Estas desventajas quedan sumamente compensadas con el aumento del rendimiento en la reacción de oxidación, y por no tener que separar el N_2 en el gas síntesis.

Los pasos siguientes son iguales que en reformado, es decir, el gas síntesis es enfriado, transformando de CO a CO₂ y separado.

En caso de que ese H₂ sea usado como combustible en una turbina de gas, el N₂ sobrante, que no está purificado, es utilizado para diluir el H₂ que es dirigido hacia la turbina añadiendo vapor en proporción a la cantidad de N₂ utilizado, para controlar la temperatura y así limitar las emisiones de NO_x con altas eficiencias. También es posible, en este caso, el uso de aire como oxidante y la obtención de H₂/N₂ como combustible en la turbina de gas.

Este proceso presenta ciertas ventajas:

- La relación molar entre el H₂ y el CO es menor que en el SMR debido a que este caso no se añade vapor
- Su reactor es mucho menor y más eficiente que en caso del SMR, esto se debe a la alta velocidad de la reacción y a que se trata de un proceso bastante exotérmico
- No requiere de una desulfuración.
- No requiere el uso de catalizadores, lo que permite operar sin vapor reduciendo así el CO₂ en el gas síntesis.
- El gas síntesis que obtenemos contiene poca cantidad de combustibles sin reaccionar y una baja relación molar H₂/CO, útil en procesos de síntesis de metanol o reacciones de Fischer-Tropsch.

Reformado autotérmico (ATR)

El reformado autotérmico de gas e hidrocarburos ligeros (ATR) es una combinación del reformado y la oxidación parcial. El calor necesario para llevar a cabo la reacción de reformado (a) es suministrada por la reacción de oxidación parcial (b) utilizando oxígeno o también aire como comburente, equilibrando el proceso global (autotérmico). Se alcanzan rendimientos intermedios entre las dos tecnologías mencionadas con anterioridad, del orden del 76%.

La reacción global alcanzada en el proceso ATR es la siguiente:



siendo x, la masa molar O/C. Esta relación es un parámetro fundamental para determinar la relación molar H₂O/C imprescindible a la hora de convertir CH₄ en CO₂ e H₂. Además de, maximizar el rendimiento tanto del H₂ como del calor de reacción a una temperatura dada en condiciones adiabáticas. Cabe destacar que, la autotermicidad de la reacción se alcanza cuando el calor de la reacción es cero, por esta razón, normalmente se opera a relaciones O/C algo superiores a la estequiométrica para compensar las pérdidas de calor al exterior.

Los reactores ATR se diseñan para tratar grandes volúmenes de gas de síntesis, en especial los cuales tienen bajas relaciones molares de H₂O/CO (1,5/1 – 3/1), que son a su vez, las adecuadas para llevar a cabo la síntesis de hidrocarburos de mayor peso molecular. Por otro lado, la adición de vapor permite una elevada conversión del combustible a hidrógeno a temperaturas moderadas en el reactor, tales como 950 y 1050°C.

Una ventaja de estos reactores frente a los de una planta SMR, es que requieren menos inversión y además no existen emisiones de CO₂ en el proceso de producción de calor debido a que ese calor no procede de quemadores de combustible. Sin embargo, si en los

reactores ATR se procediera la utilización de una unidad de separación de aire, la inversión y el coste de operación se incrementaría en una gran proporción. Finalmente, ambos procesos necesitan que el combustible esté libre de azufre.

Gasificación

Este proceso te permite transformar cualquier sustancia carbonosa en un gas síntesis compuesto principalmente por CO e H₂. Se basa en la oxidación parcial (b) de los combustibles pudiéndose utilizar vapor como agente oxidante en el reactor, también denominado gasificador. En este proceso la cantidad de oxígeno requerido es menor que para una combustión completa, y puede usarse como agentes gasificantes aire, oxígeno o vapor de agua. Durante este proceso son muchas las reacciones que se producen ya bien sean en serie o en paralelo, heterogéneas u homogéneas, y con un grado que dependerá del tipo de contacto y otras condiciones de operación. El proceso se puede dividir en 3 etapas: pirólisis, combustión y gasificación.

Los gasificadores pueden ser de lecho de lecho fijo, lecho fluido o lecho arrastrado y sus características son diversas; como oxidante pueden utilizar oxígeno, aire o vapor de agua, temperaturas de operación hasta 1800°C, presiones entre 0,1 y 7 MPa, la alimentación de combustible puede ser en seco o húmedo, el enfriamiento del gas síntesis se hace a través de intercambiadores de calor con agua o por medio de intercambiadores radiantes y convectivos., y la depuración o no del gas síntesis.

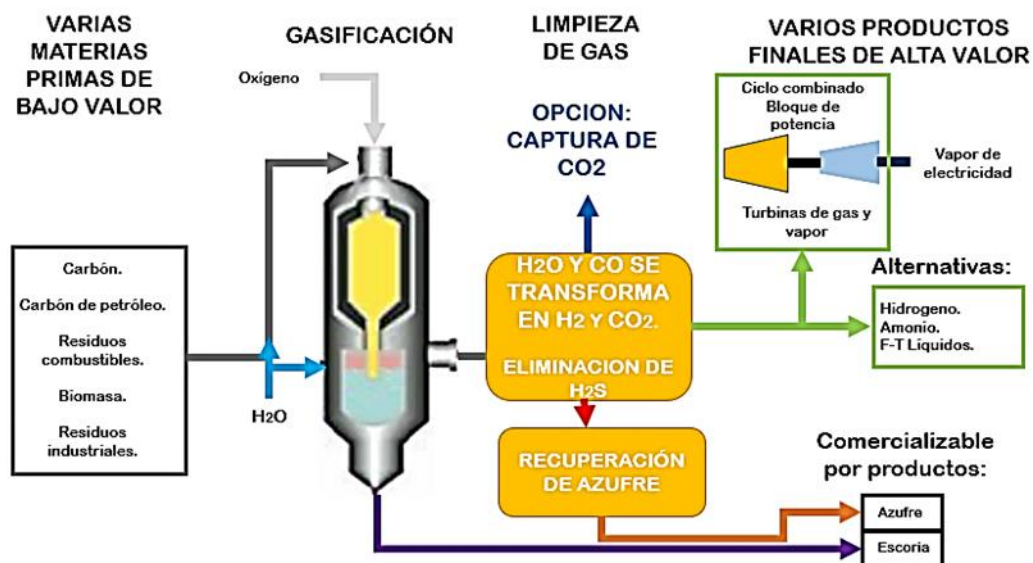
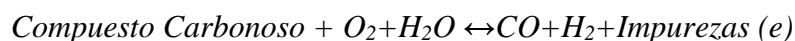


Ilustración 4-6: Proceso de gasificación con la opción de captura. Basado en: *Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*.

Una vez realizada la gasificación se requiere un proceso de purificación para eliminar las partículas sólidas (cenizas volantes arrastradas por el gas) y los compuestos gaseosos no deseados (cloruros, cianuro, y azufre). De forma global la reacción queda representada como:



Gasificación integrada con ciclo combinado (GICC)

Se trata de un caso particular de gasificación.

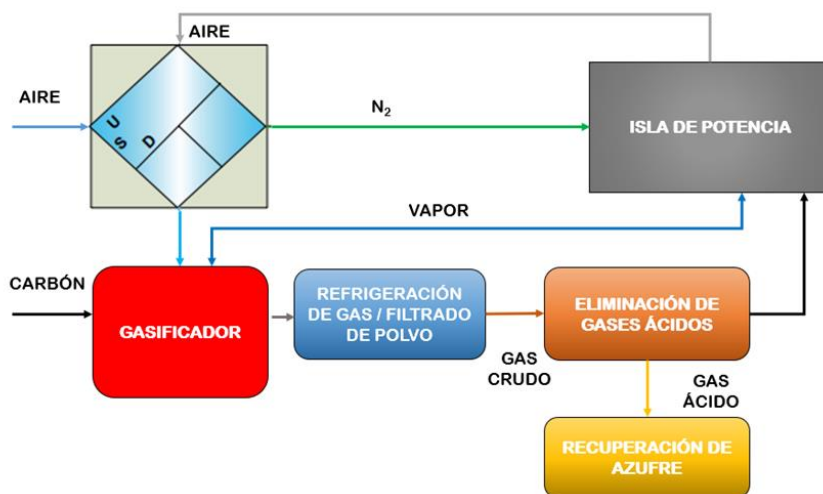


Ilustración 4-7: Proceso de GICC con captura de CO₂ y conversión shift ácida. Basado en: Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage.

En este proceso, concretamente en el gasificador, se produce una oxidación parcial a presión del propio combustible, aporta a la reacción todo el calor necesario. El calor, junto con la presión, son los encargados de romper los enlaces del combustible, desencadenan una serie de reacciones químicas que generan el gas síntesis.

Existe una parte mineral del combustible, conocida como ceniza, la cual es separada y posteriormente recogida en la parte inferior del gasificador como escoria o sólida. La corriente de gas a la salida del gasificador es enfriado por medio de intercambiadores, cediendo calor al vapor que alimenta, posteriormente, a las distintas etapas de la turbina de vapor del ciclo combinado, y se limpia eliminando las partículas y los gases ácidos. El azufre, que se encuentra presente en el H₂S y del COS, es extraído como azufre elemental o como ácido sulfúrico. Casi no se forma NO_x debido a la atmósfera reductora del proceso. El NH₃, que se ha formado, es eliminado mediante procesos con agua, al igual que los cloruros. Una vez que el gas síntesis está limpio es enviado a una turbina de gas y el calor que contienen los gases del escape se aprovechan en una caldera de recuperación de calor donde se genera vapor para mover turbinas de vapor, constituyendo el ciclo combinado.

Para adaptar un proceso GICC, capturando el CO₂, y conseguir una central con cero emisiones netas, son necesarias las siguientes modificaciones:

1. Conversión shift: se trata de la conversión de CO del gas síntesis a CO₂ para poder capturarlo después. Este proceso puede realizarse antes o después de la eliminación del azufre, shift ácido o dulce.
2. Captura del CO₂: esta captura se lleva a cabo mediante el uso de disolventes por medio de procesos químicos o físicos. Una opción planteada sería la posibilidad de separar de forma conjunta el H₂S y el CO₂, esto evitaría la necesidad de contar con instalaciones de desulfuración y recuperación de azufre.
3. Turbina de gas: La cámara de combustión requiere modificaciones, y en general, también en la turbina, para poder quemar el producto final, que es una

corriente con una alta concentración de hidrógeno. Para controlar las emisiones de NO_x es necesario mezclar el hidrogeno con nitrógeno de la ASU o vapor, incrementando además la potencia.

4.1.1.2. Tecnologías existentes para la conversión de CO a CO₂

Reacción gas-agua (WGS)

La reacción de conversión gas-agua (Water-Gas Shift Reaction, WGS) es la reacción entre el monóxido de carbono y el vapor de agua para formar dióxido de carbono e hidrógeno, tal como:

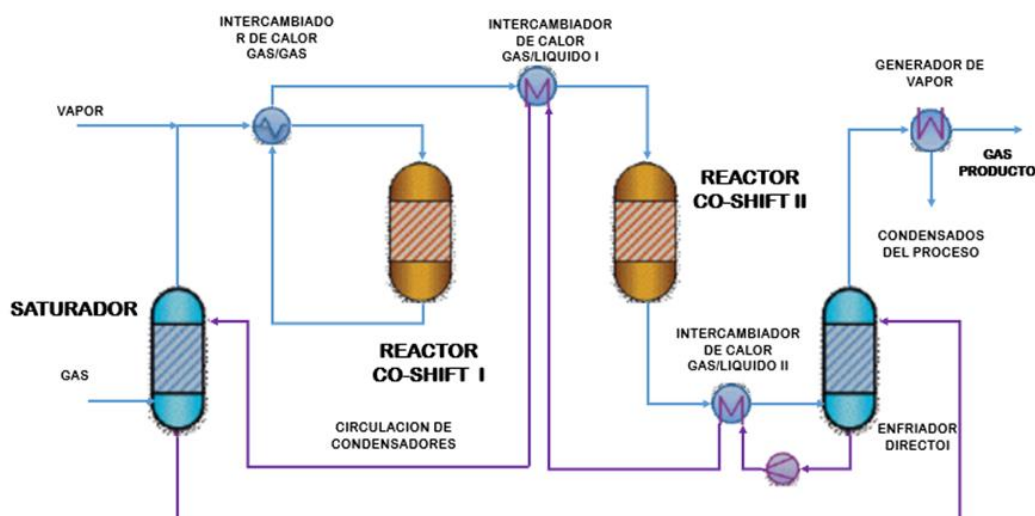
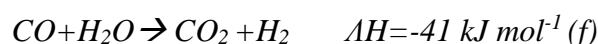


Ilustración 4-8: Esquema de un proceso convencional de WGS en dos etapas con enfriamiento intermedio. Basado en: [4].

Se trata de una reacción reversible y algo exotérmica, limitada termodinámicamente a altas temperaturas y cinéticamente a baja temperatura. En la industria, el proceso es llevado a cabo en dos reactores catalíticos adiabáticos en serie, con un enfriamiento intermedio. El primer reactor es denominado ‘de alta temperatura’ ya que se trata de un reactor que trabaja a 300-360°C, mientras el otro es denominado ‘de baja temperatura’ trabajando a 200°C.

Aunque esta configuración es la más habitual en la industria química, en las primeras plantas pilotos en tecnología de captura del CO₂ en precombustión, se utilizan otras configuraciones debido al carácter del gas de alimentación, y con el objetivo de optimizar la integración del proceso en los GICC. ELCOGAS, en su planta de Puertollano utiliza dos lechos de alta temperatura en serie, J-Power en Wakamatsu utiliza dos lechos de alta y uno de baja temperatura y Nuon en la planta de Buggenum utiliza 3 lechos de alta temperatura en serie.



Ilustración 4-9: Planta piloto de Captura de CO₂ ELCOGAS. Fuente: Wikipedia Imágenes.

Respecto a la etapa de alta temperatura se pueden contar con catalizadores dulces, basados en óxidos mixtos de Fe/Cr, para los que es necesario eliminar azufre de la corriente a tratar y ácidos que requieren que el gas contenga una cierta cantidad de azufre (300 ppmv). Todavía hoy en día se siguen desarrollando nuevos catalizadores para mejorar su actividad, como, por ejemplo, la sustitución parcial del Fe por otros elementos más activos, tales como el Cu (más utilizado) Ag, Ba, Pb o Hg. Además de, remplazar parcial o totalmente el Cr por otros elementos no tóxicos como el Cu, Ca, Ce, Zr, La, Th, etc. La eficiencia en el proceso de conversión del CO es superior al 90%. Por otro lado, están los catalizadores ácidos, su uso es mucho menor, están basados en Co-Mo, teniendo algunas ventajas, destacando, que pueden operar con menores temperaturas (250-350°C) frente con la temperatura de operación de los catalizadores dulce (300-450°C).

Con respecto a los catalizadores usados en la etapa de baja temperatura, debemos tener en cuenta que se opera exclusivamente con catalizadores de Cu-ZnO-Al₂O₃. Este catalizador tiene una elevada sensibilidad al azufre, por ello no es compatible con catalizadores ácidos utilizados en la etapa de alta temperatura.

4.1.1.3. Tecnologías existentes para la separación de CO₂ e H₂

Existen diversas formas para separar gases en la industria, como son la absorción química, la absorción fisicoquímica, la absorción, membranas, y destilación criogénica.

Los procesos donde se absorbe el CO₂ en un disolvente, junto con un proceso de regeneración para liberar el CO₂ capturado, son utilizados para el proceso de captura de CO₂ en procesos con elevadas presiones parciales del CO₂.

La **absorción** de gases ácidos (Acid Gas Removal, AGR) puede ser de tipo químico o físico. El proceso de absorción física conlleva un menor coste de operación mientras que los procesos de absorción química conllevan un menor coste de capital.

El proceso de adsorción se basa en fuerzas intermoleculares entre los compuestos gaseosos a eliminar y el material sólido. La regeneración puede llevarse a cabo por medio de diversas formas (presión, temperatura, electricidad, etc.). Se trata de un proceso muy utilizado en la producción de hidrógeno (Pressure Swing Adsorption, PSA).

Las **membranas** funcionan como barreras físicas, las cuales permiten o no el paso de especies de forma selectiva, se emplea en la purificación y separación de corrientes en las diferentes industrias. Existen las membranas poliméricas se encuentran disponibles, a nivel comercial, y en función de su grado de selectividad son utilizadas para obtener H_2 o de CO_2 de elevada pureza.

La **destilación criogénica** es una tecnología muy establecida con poca capacidad de mejora debido a estar basada en procesos físicos; su principal inconveniente es que consume una gran cantidad de energía. Este proceso es un proceso de separación con baja temperatura, utilizando los puntos de ebullición de las sustancias presentes para efectuar dicha separación.

La utilización de alguna de las tecnologías de separación, mencionadas hasta el momento, se basa en función de la especificación del producto final. Es habitual el uso combinado de varias de estas tecnologías.

Absorción química.

Esta tecnología es utilizada en la eliminación de CO_2 del gas síntesis a presiones parciales inferiores de 1,5 MPa. Se elimina a través de una reacción química que puede ser invertida por reducción de presión y por calentamiento.

La mayoría de las tecnologías disponibles son utilizadas en la etapa de eliminación de CO_2 en plantas de amoníaco, o en las plantas de purificación en plantas de hidrógeno. La principal tecnología de separación por absorción química se basa en el uso de aminas, estas son compuestos químicos derivados del amoníaco, donde uno o más hidrógenos han sido sustituidos por un grupo alquilo o arilo. Estas aminas se pueden clasificar en primarias, secundarias o terciarias depende de si se sustituyen uno, dos o tres hidrógenos de la partícula de amoníaco por grupos funcionales orgánicos.

Este proceso es usado habitualmente en la industria para desulfuración de un gas de síntesis, normalmente basados en MDEA (Metil DiEtanol Amina) debido a su alto rendimiento.

En lo que a la captura de CO_2 se refiere, las formulaciones del solvente incluyen ciertos aditivos, piperazina ($C_4H_{10}N_2$) en MDEA, para acelerar la absorción de CO_2 . La regeneración del solvente se realiza por medio de reducción de presión y de calentamiento con vapor. El mayor inconveniente de esta tecnología es el consumo energético que implica usar vapor, ya que puede ser muy alto en el caso de requerir una captura de CO_2 alta. Para optimizar el proceso, podemos introducir una desabsorción parcial de CO_2 por medio de una etapa flash intermedia, permitiendo reducir el consumo energético por tonelada de CO_2 .

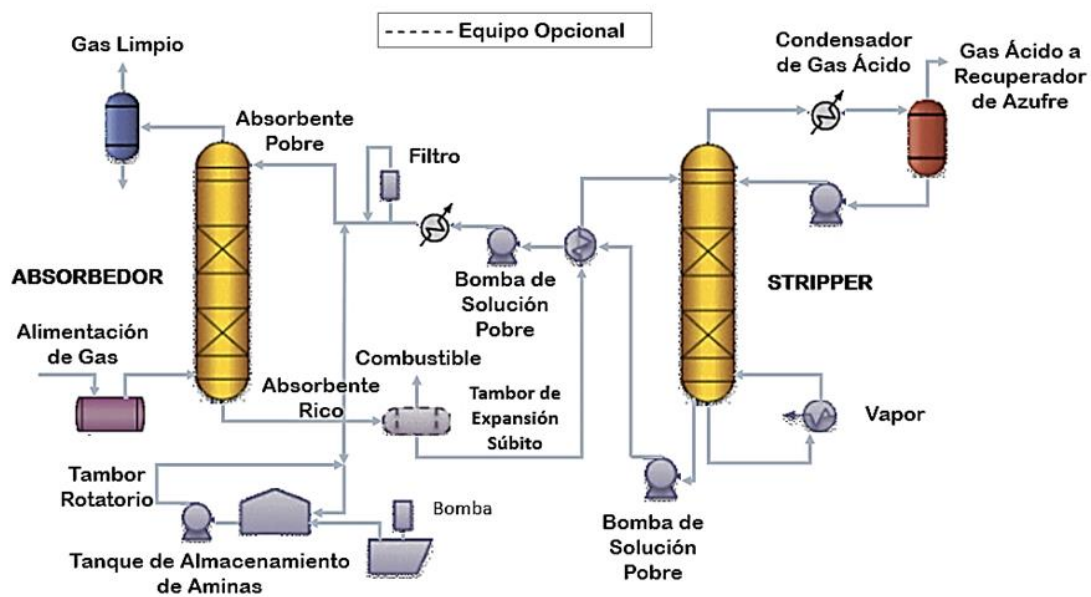


Ilustración 4-10: Proceso de separación de CO₂ con MDEA. Basado en: [4].

Esta tecnología no permite la separación selectiva del CO₂ y otros compuestos ácidos que contenga el gas de alimentación. Por ejemplo, en caso de que exista una conversión WGS ácida, el H₂S se capturará juntamente con el CO₂ en una misma corriente, pudiendo alcanzarse concentraciones de H₂S entre 1.5% a 3%.

Absorción física

Los procesos de captura de CO₂ basados en la absorción física son usados en corrientes gaseosas con elevadas presiones parciales y/o totales de CO₂.

En los procesos convencionales de captura de CO₂ por absorción físicas emplean disolventes con una alta afinidad para capturar gases ácidos como el CO₂, H₂S, pudiendo absorber uno, otro o ambos de forma selectiva. La regeneración del disolvente se produce mediante la reducción de la presión en una o más etapas, supone un coste energético moderado. En caso de necesitar alcanzar una mayor regeneración se puede purgar el disolvente mediante calentamiento.

Los principales disolventes físicos disponibles son el Selexol de UOP (mezcla de ésteres dimetilicos de polietilenglicol) y el Rectisol de Linde (metanol enfriado).

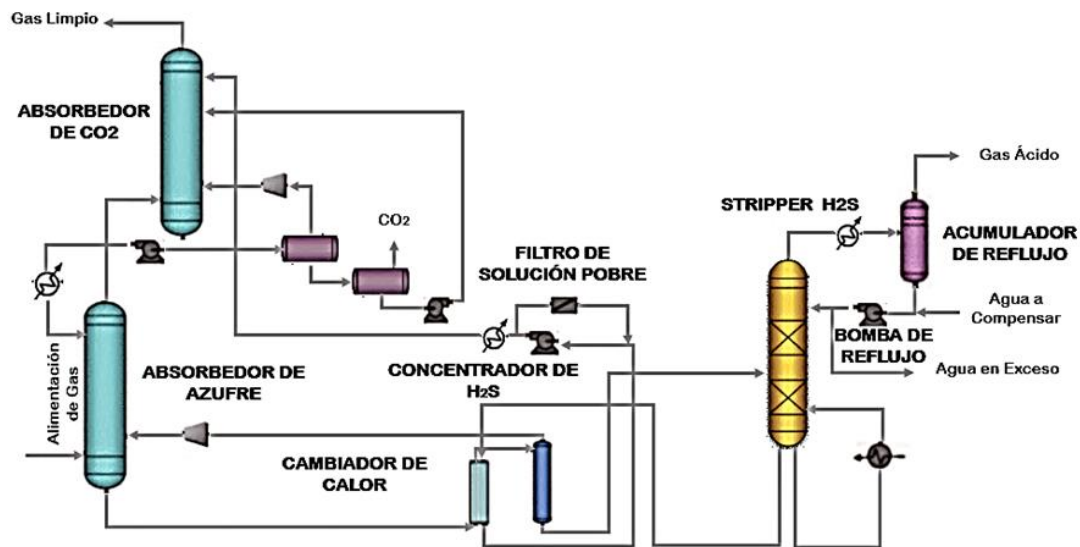


Ilustración 4-11: Esquema del proceso Selexol para captura de H_2S y CO_2 . Basado en: [4].

La captura de CO_2 con disolventes físicos es una tecnología madura y se utiliza de forma masiva en plantas de gasificación. El obstáculo principal es probablemente la disminución de la eficiencia térmica de la planta, debido a la necesidad de enfriar primero el gas para permitir la captura de CO_2 , y luego volver a precalentarlo antes de su combustión en la turbina de gas.

Absorción

Se basa en un proceso donde los átomos, iones o moléculas son atraídos y retenidos en la superficie de un sólido. Esta tecnología es la más utilizada para purificar los gases de síntesis para obtener H_2 puro. Sin embargo, no hace la absorción de forma selectiva, por ello en caso de querer CO_2 será necesaria una unidad adicional previa a la separación de H_2 .

Aunque el proceso opera en discontinuo, el flujo continuo se puede conseguir empleado múltiples lechos de adsorción. El proceso de separación se compone de dos etapas:

- **Absorción**, extrayéndose selectivamente de la corriente las especies más absorbibles.
- **Regeneración**, o desorción de dichas especies del absorbente en ciclos sucesivos.

Los absorbentes deben presentar diferentes características:

- Bajo coste de las materias primas.
- Baja capacidad calorífica.
- Cinéticas rápidas.
- Alta capacidad de absorción.
- Alta selectividad al CO_2 .
- Estabilidad termoquímica.

Los absorbentes más utilizados actualmente son las zeolitas, silicatos y carbones activados.

La fase de regeneración del absorbente se puede realizar por varios métodos: cambio de presión (Pressure Swing Adsorption, PSA), cambio de temperatura (Temperature Swing Adsorption, TSA), y por medio de una corriente eléctrica (Electric Swing Adsorption, ESA). También existen sistemas híbridos combinan varios métodos de los anteriores: VPSA, PTSA o VTSA. El más utilizado a nivel internacional es el PSA, sobre todo en el ámbito de la producción de H_2 de elevada pureza a partir de GN o carbón.

Este proceso de absorción presenta ventajas con respecto a las anteriores, como son: mayor área de contacto entre gas y absorbente, una regeneración rápida y menos costosa energéticamente. Por el contrario, presenta desventajas como la difusión del CO_2 en microporos del absorbente puede llegar a ser 3 veces menor que en el proceso de absorción con aminas, decae la capacidad de absorción a bajas presiones, y la selectividad del CO_2 se ve limitada por la presencia de agua y otros gases.

Membranas

Esta tecnología es muy usada en la industria principalmente en la recuperación de H_2 en procesos de plantas de amoníaco y petroquímicas.

La corriente que deberá ser separada se alimenta al dispositivo de membrana a presión elevada. En el lado opuesto de la membrana se mantiene a una presión más baja. La diferencia de presión a través de la membrana proporciona una fuerza impulsora para producir la difusión del gas a través de la membrana. La separación se consigue gracias a la diferencia en las velocidades del transporte de los diferentes componentes del gas alimento que pasa a través de la membrana. Aquellos que se difunden más deprisa se concentran en el permeado.

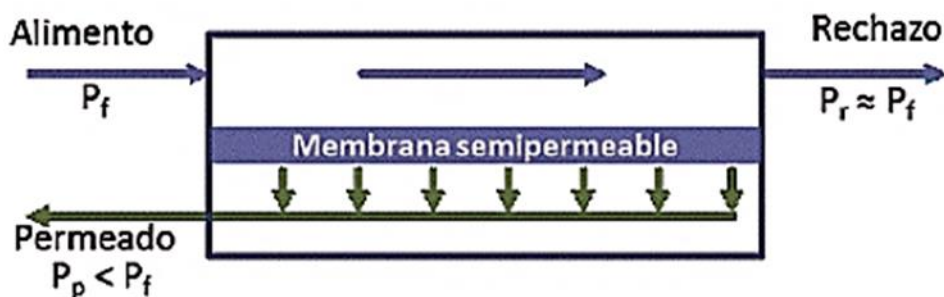


Ilustración 4-12: Diagrama esquemático de un proceso de separación de gases mediante membranas. Fuente: [4].

Las membranas para la separación de hidrogeno pueden dividirse en: poliméricas (orgánicas), metálicas, carbona y cerámica (inorgánica). Desde el punto de vista del material encontramos otra clasificación: membranas de metal y membranas cerámicas. También pueden ser divididas en porosas (micro y mesoporosas) y no porosas (densas).

A la hora de seleccionar una membrana u otra es muy importante tener en cuenta la aplicación, siendo muy compleja la selección. Tanto la selectividad como la velocidad de permeación son claramente las propiedades más importantes. Cuanto mayor es la selectividad, mayor será la eficacia del procesos y menor la fuerza impulsora (razón de presión) requerida para lograr una separación dada, lo que reduce los costes de operación del sistema. De igual manera cuanto mayor sea el flujo transmembranal más pequeña será el área de membrana requerida y menor coste del sistema.

Estos procesos compiten con procesos de absorción (PSA) y criogénicos en un amplio rango de condiciones operativas. Los sistemas basados en membrana son más económicos, que los basados en PSA. Los demás procesos, por su parte, permiten mantener el hidrogeno con una presión próxima a la presión del corriente de alimentación, esto reduce los costes de recompresión, pero en los procesos basados en membranas el hidrogeno se encuentra siempre a una presión mucho menor en comparación con el gas de alimentación. (3)

Criogénica

En este proceso el CO_2 es separado de forma física del gas síntesis condensándolo a temperaturas criogénicas para producir CO_2 en fase líquida, listo para almacenar. Este proceso no es muy atractivo ya que consume grandes cantidades de electricidad. Siendo solo aplicable en procesos donde los productos del proceso criogénico tienen un alto valor añadido.

4.1.1.4. Tecnologías emergentes en el proceso de precombustión.

Reacción mejorada con absorción (SER).

Se trata de una combinación entre una reacción química y la absorción de uno de los productos de la reacción, en este caso el CO_2 , en una única etapa. La eliminación continua del CO_2 , origina un desplazamiento del equilibrio de la reacción hacia el lado de los productos (Principio de Le Chatelier), consiguiendo así un aumento en la conversión. La regeneración del absorbente se produce de forma cíclica mediante los procesos de absorción por cambio de presión (PSA) y por cambio de temperatura (TSA), o combinación de ambos.

En la actualidad, la investigación se centra en la mejora de la durabilidad de los absorbentes, así como los diseños de sistemas que permitan producciones continuas y estables de gases descarbonatados, para ellos se propone la utilización de reactores dobles, de lecho fluidizado circulante y de lecho fijo, así se puede alternar la absorción y la regeneración.

Aplicar el proceso SER a reacciones de reformado de metano con gas natural (SMR) o a reacciones de gas de agua (WGS) permite la obtención de corrientes puras de hidrogeno y de CO_2 en solo una etapa.

- **Reactor SMR con absorción CO_2 (SESMR):** La aplicación de la reacción mejorada por absorción tiene como principal objetivo la obtención de H_2 a partir del gas natural, buscando un desplazamiento del equilibrio de la reacción, esto supone una reacción muy endotérmica, que se ve muy favorecida en altas temperaturas. Se buscan, por tanto, materiales capaces de soportar temperaturas por encima de los 600°C , basados en calcio. Estudios demuestran la viabilidad de emplear minerales naturales como son las calizas, o las dolomías. Se debe tener en cuenta la posibilidad de presencia de trazas de azufre, las cuales pueden llegare a desactivar los catalizadores.

La mejor opción sería el uso de un reactor de lecho fluidizado circulante, son los que mejor permiten el trasvase de sólidos entre las etapas de absorción y regeneración. El uso de varios reactores de lechos fijos no se aconseja debido a las altas temperaturas que deberían soportar las válvulas.

- **Reactor WGS con absorción CO_2 (SEWGS):**

Reactor de membrana (WGSMR)

El uso de membranas combinado con la reacción WGS permite tanto la separación como la producción simultánea de hidrógeno, consiguiendo, con ello, la captura del CO_2 sin necesidad de un tratamiento posterior. Esta tecnología, esta aun en desarrollo, pero supone un gran avance para los sistemas de producción de hidrógeno.

La comparación de la separación y reacción ofrece una gran ventaja operativa, permitiendo que uno de los productos de la reacción, en este caso el H_2 , sea constantemente eliminado del sistema gracias a la acción de las membranas, es decir se desplazará la reacción. Esto supone una mayor conversión de CO , incrementando la producción de CO_2 e H_2 . La calidad de la separación dependerá tanto de la propia selección de la membrana como de las condiciones de operación.

Existen membranas cerámicas, las cuales permiten acoplar las reacciones WGS a altas temperaturas, y también la separación de H_2 en un reactor catalítico de membrana, con una ventaja que es la gran velocidad de la cinética de la reacción a esas temperaturas y la extracción in situ de H_2 .

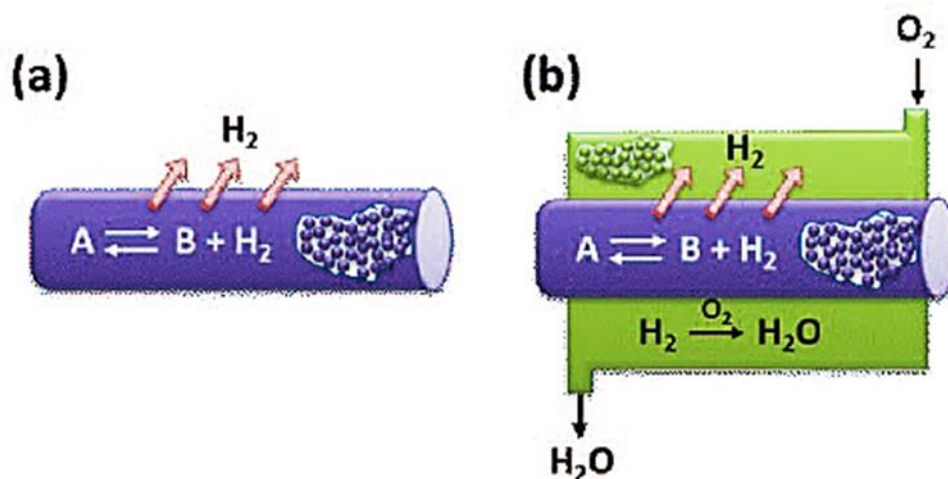


Ilustración 4-13: Reactor de membranas. Fuente: [4].

En reactores de membrana inerte, el material catalítico no forma parte de la membrana, se trata de una configuración muy típica para membranas tubulares que engloban los reactores de lecho fijo (*¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.*-a). A pesar de que la membrana no participe en la reacción, sí que se encarga de eliminar algunas especies. Lo más habitual es un proceso de desplazamiento del equilibrio de una reacción mediante la eliminación de ciertas especies que intervienen en la misma. Este sería el caso de la eliminación de hidrógeno en reacciones de deshidrogenación o en la producción de gas de síntesis. Este desplazamiento podría mejorar si además de existir una

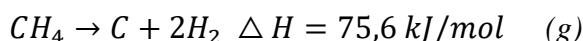
permeabilidad en la membrana también existiera una reacción química (*Error! No se encuentra el origen de la referencia.-b*).

Tabla 4-1: Clasificación de los reactores catalíticos basados en membranas cerámicas. Basado en: [4].

Reactores de membranas inertes	El papel de la membrana es eliminar productos o añadir reactantes. El catalizador se localiza aparte de la estructura de la membrana.
Reactores catalíticos de membrana	El material de la membrana es catalítico o puede llegar a ser catalíticamente activo durante la preparación por adición de precursores.
Reactores combinados	Existe material catalítico dentro y fuera de la membrana.

Descarbonización de hidrocarburos

Este proceso está basado en la pirolisis de hidrocarburos o en el craqueo térmico, fundamentalmente en CH_4 . El metano se descompone en carbono e hidrógeno:



Se produce C como residuo o subproducto, la principal ventaja del proceso es la obtención del gas limpio, es decir, un gas sin CO ni CO_2 , pudiendo ser utilizado como combustible directamente. Además, de esta reacción se obtienen productos sólidos de carbono de alto valor añadido (negro de carbono, nanotubos de carbono o filamentos de carbono).

Sin embargo, presenta una desventaja, no se aprovecha la energía que se obtendría en la oxidación del carbono. Cabe destacar que la reacción es sumamente endotérmica, por tanto, se debe aportar a ella todo el calor necesario para que se produzca dicha reacción. Suponiendo que la conversión del metano tuviera una eficiencia del 100%, el rendimiento a la hora de obtener hidrogeno correspondería al 60% de la energía total contenida en el gas natural (un 50% como carbono y el 10% restante debido al calor externo aportado).

Se están desarrollando procesos entre los cuales se incluyen los catalíticos, basados en catalizadores metálicos o basados en carbono, y el craqueo en plasma, tanto térmico como no térmico. El uso de estos catalizadores (basados en Ni, Fe, Pd, Co, Mo) tiene como objetivo reducir la temperatura máxima a la que se descompone el hidrocarburo.

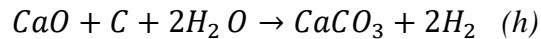
El mayor reto para desarrollar completamente esta tecnología consiste en el diseño de reactores que permitan la obtención del hidrogeno de elevada pureza donde no sea necesaria la separación del hidrocarburo alimentado sin convertir. Por el momento no resulta eficiente para grandes escalas.

Eliminación CO_2 en gasificación.

A pesar de que se ha estudiado en su gran mayoría el uso de cal (CaO) para capturar el CO_2 en los procesos de postcombustion, dicha tecnología se puede utilizar también para los procesos de precombustion.

Como ya se explicó en los SESMR, el CaO se utiliza para la producción de H₂ a la vez que se captura el CO₂. Sin embargo, existe otra posibilidad la cual es la integración en un único proceso de la gasificación del combustible, la reacción shift de gas de agua y la eliminación in situ del CO₂ con el CaO, todo esto mediante el uso de la reacción de carbonatación de CO₂ a altas presiones y temperaturas.

A continuación, se muestra la reacción global llevada a cabo en el gasificador:



La utilización de cal para la captura de CO₂ en el gasificador proporciona tres ventajas:

1. Permite remover el CO₂ existente en el reactor, de esta forma desplaza el equilibrio de la reacción hacia la producción de H₂.
2. Las reacciones de gasificación al ser endotérmicas reciben el calor aportado por la carbonatación de la sal, al ser un proceso exotérmico.
3. El CaO y el CaCO₃ funcionan como catalizadores para la eliminación de alquitranes, los cuales son un gran problema a la hora de la utilización del hidrogeno en las pilas de combustible, por ejemplo.

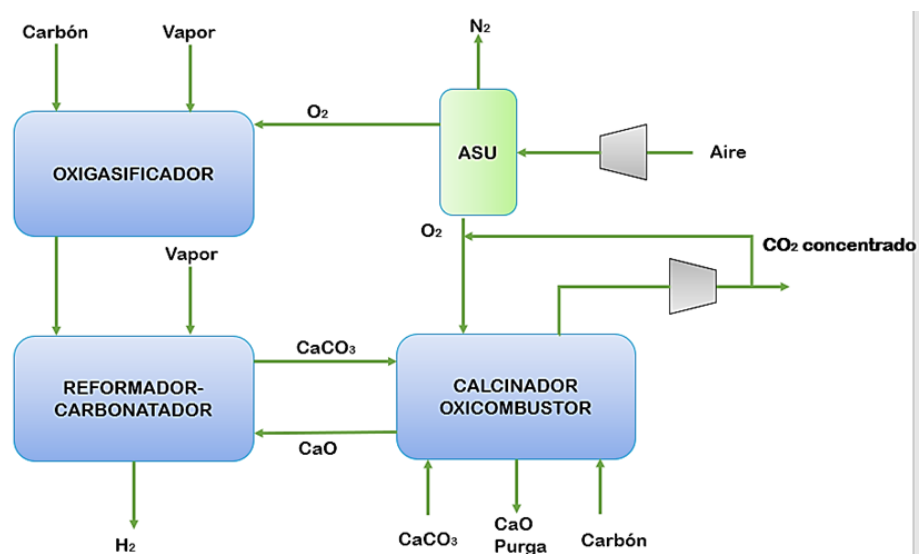


Ilustración 4-14: Proceso precombustión utilizando procesos basados en el óxido de calcio. Basado en: [4].

4.1.2. Oxidcombustión

En España existe, desde 2011, una planta pionera de tipo oxidcombustión, situada en Cubillos del Sil (León). Esta planta fue creada con el fin de comprobar la validez del proceso de oxidcombustión y soterramiento del CO₂. Dicha planta cuenta con las unidades necesarias desde la recepción y preparación de combustible hasta su captura y adecuación para el transporte, mediante dos tecnologías de calderas diferentes, Carbón pulverizado y Lecho fluido circulante, ambas con posibilidad de trabajar de modo convencional con aire o en diferentes grados de oxidcombustión. Este proyecto también cuenta con una planta de

almacenamiento geológico, se trata de un acuífero salino con una capacidad de 2 millones de toneladas.

Existen más plantas como la de Alemania, Australia, China, Reino Unido. El inconveniente principal de este proceso es el alto consumo de energía, tanto a la hora de separar el oxígeno y el nitrógeno del aire (hasta un 15%) y la compresión final del CO_2 . Debido a esto, la eficiencia total se ve afectada, disminuyendo entre un 25% y un 30%.

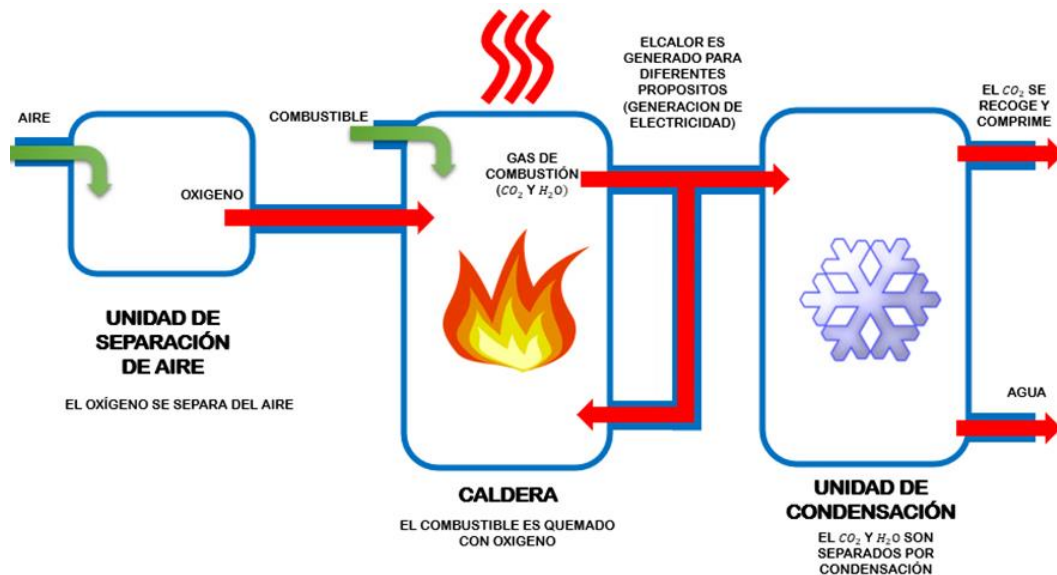


Ilustración 4-15: Proceso de oxicombustión. Basado en: Newcastle University.

El proceso de oxicombustión consiste en realizar el proceso de combustión bajo una atmósfera rica en oxígeno, obteniendo así, una corriente de gases de combustión con un alto porcentaje de CO_2 . Cuanto mayor sea el porcentaje de O_2 mayor será la cantidad de CO_2 contenido en los gases de combustión, pudiendo llegar a obtener valores del 95%, aproximadamente, en base seca (varía en función de diferentes factores como por ejemplo las impurezas o infiltraciones). La corriente, en el mejor de los casos, estará formada por CO_2 y agua, consiguiendo concentrar fácilmente la corriente de CO_2 , ya que el vapor de agua es eliminado fácilmente por condensación.

Un problema asociado a este proceso de combustión con oxígeno puro es la alta temperatura que es capaz de alcanzar, la temperatura adiabática de la llama es del orden de unos 3000K, que hace imposible su funcionamiento, debido a la necesidad de materiales, cuyas propiedades sean suficientes como para soportar dichas temperaturas. Podemos disminuir la temperatura de combustión se atempera mediante la recirculación de los gases de escape del proceso, o con la inyección de agua, hasta conseguir valores adecuados del orden de 1300-1400°C en caso de turbinas de gas y 1700°C en caso de calderas.

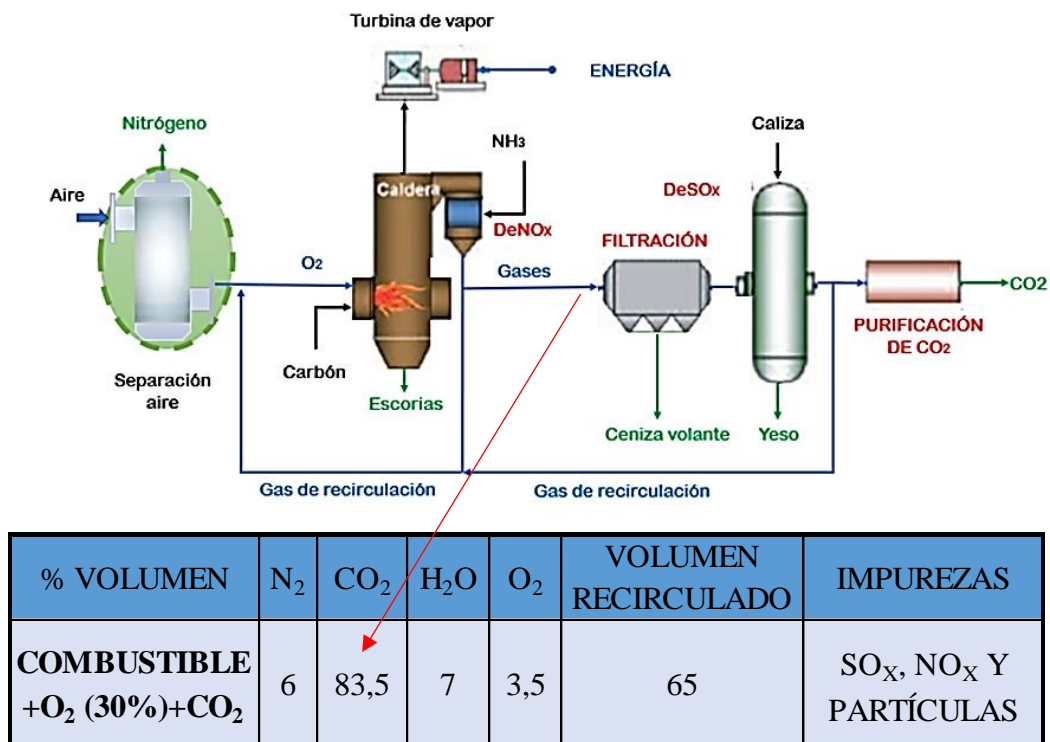


Ilustración 4-16: Proceso de Oxidación. Basado en: MIT, Máster de Ingeniería Ambiental-(Vicente J.Cortes, Univ.Sevilla) y CIUDEN.

El proceso de oxidación puede determinarse en las siguientes fases:

- I. La combustión se realiza mediante la combinación del combustible y un carburante, este está formado por una mezcla de oxígeno, gases recirculados y/o aire en proporciones variables (oxidación parcial) o solo por oxígeno y gases recirculados (oxidación total). El oxígeno es producido mediante la Unidad de Separación de Aire (Air Separation Unit, ASU), o bien mediante mecanismos como: membranas, procesos de absorción, etc.

El proceso de la separación del aire (ASU) se lleva a cabo a través de tecnologías ya maduras como es la destilación criogénica, alcanzando grandes purzas. La introducción de esta tecnología supone un consumo eléctrico adicional. Por otro lado, el uso de membranas proporciona una separación directa del oxígeno, aplicando un gradiente de presiones. Las membranas cerámicas ofrecen mayores ventajas que las poliméricas porosas. Algunas de esas ventajas son;

- Selectividad del 100% respecto al O₂.
- Buena integración térmica en las plantas, sus temperaturas de operación rondan los 700°C.
- Ofrecen mayores flujos de oxígeno.

El uso de estas membranas cerámicas podría suponer un gran avance en los procesos de oxidación.

- II. El calor generado en el proceso de combustión genera vapor que, al ser turbinado, produce energía eléctrica.
- III. El flujo de gas que resulta del proceso sufre un proceso de purificación, cuyo objetivo es crear una corriente de gases mucho más rica en CO₂, previamente a su entrada en la Unidad de Compresión y Purificación de CO₂ (Compression and Purification Unit, CPU).

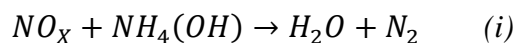
En la limpieza se eliminan la mayor parte de partículas, NO_x y SO_x resultantes del proceso, quedando principalmente CO₂, y en un menor porcentaje, vapor de agua, incondensables, partículas y un 1% de NO_x y SO_x no eliminados.

La eliminación de las partículas sólidas se lleva a cabo mediante ciclones o filtros de mangas.



Ilustración 4-17: Derecha: Ciclón, Izquierda: Filtro de mangas. Fuente: Wikipedia Imágenes.

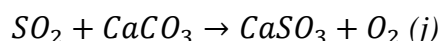
La eliminación de los NO_x se realiza mediante la reducción catalítica o SCR (Selective Catalytic Reduction). Para llevar a cabo este proceso los gases de combustión son mezclados con amoníaco (vaporizado) en un mezclador. La mezcla pasa a través de varias capas de catalizadores de vanadio, el cual favorece la reacción.



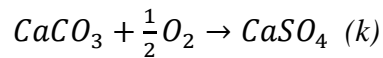
La eliminación del SO_x se lleva a cabo a través de una desulfuradora. Se obtiene como productos CO₂, vapor de agua y sulfato cálcico.

Para comenzar, se mezcla en un tanque de preparación de lechada la caliza molida junto con agua. Por la parte inferior se introducen los gases y se hace una ducha de lechada en el absorbedor. La reacción tiene lugar en dos etapas:

En la primera, dentro del absorbedor, se hace reaccionar los óxidos de azufre con la lechada de cal para obtener sulfito de calcio y oxígeno.



En Segundo lugar, en el tanque de oxidación, se tiene como producto sulfato calcio, que con un grado de humedad adecuado se obtendría yeso para aplicaciones industriales.



Un gran reto en este proceso de desulfuración en oxicombustión es la descomposición del CaO en atmosferas ricas en CO₂.

A lo largo de este proceso es cuando se extraen los gases que posteriormente serán recirculados.

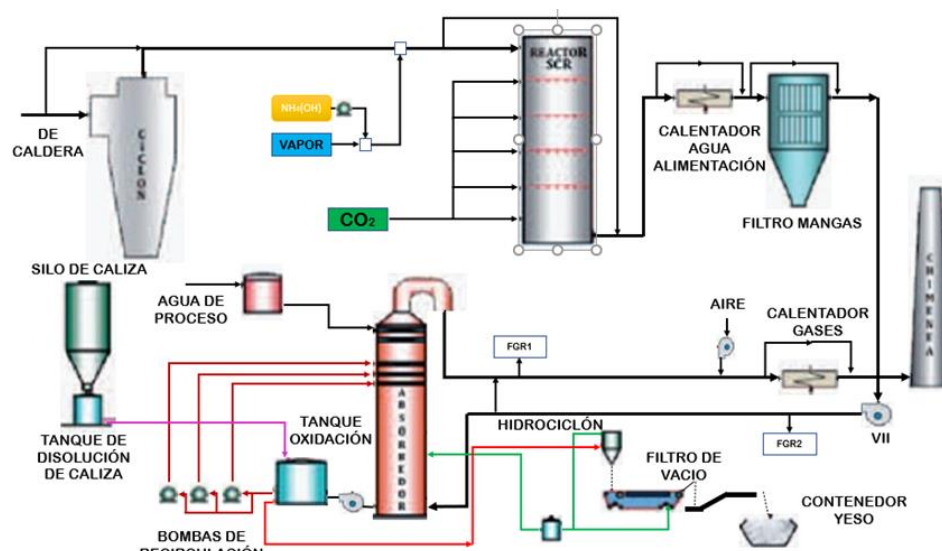


Ilustración 4-18: Esquema proceso de depuración de gases. Basado en: CIUDEN.

- IV. En la última etapa se acondiciona la corriente de gases, los cuales proceden del sistema de combustión y limpieza para su posterior purificación y compresión, dejando estos gases en las condiciones óptimas para su transporte. Para la eliminación del azufre se utiliza un absorbedor. Posterior a este se coloca un filtro, ya que los compresores no toleran muy bien las partículas. Es importante también la reducción del agua (absorción) presente y su compresión (secado y compresión), ya que corre el riesgo de poder congelarse. Después se produce un enfriamiento. Tras esto, mediante destilación y scripting criogénicos se eliminan los NO_x y otros incondensables.

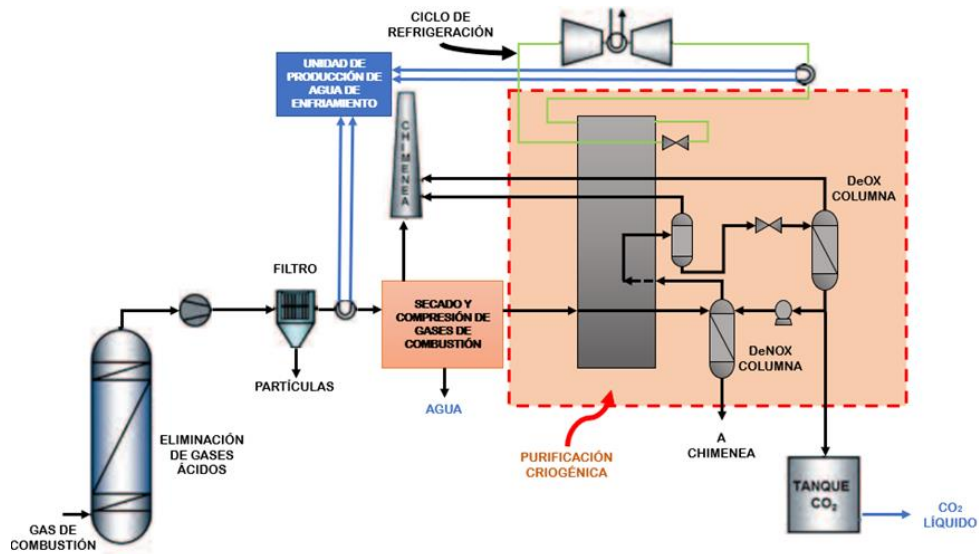


Ilustración 4-19: Unidad de captura y purificación (CPU). Basado en: CIUDEN.

Caldera de lecho fluido circulante.

En las calderas de lecho fluido, la combustión del carbón se realiza mediante un lecho formado por arena, caliza, carbón y residuos de la combustión los cuales se comportan como un fluido. Debido a esto, el tiempo de combustión aumenta mientras que la temperatura se reduce, consiguiendo una gran estabilización de las temperaturas en todas las zonas de la combustión. Esto es un factor muy importante ya que las temperaturas bajas reducen la producción de NO_x y la concentración de SO_x gracias a la introducción de caliza en el lecho, por otro lado, este tipo de calderas pueden admitir combustibles con impurezas y de gran tamaño, siendo muy versátiles.

Este tipo de calderas se dividen en el hogar, el retorno de sólidos y en la zona convectiva. En el hogar es donde se introducen corrientes de oxidantes, principalmente a través de una parrilla en la base, con el objetivo de fluidificar el lecho. Mediante un ciclón, el lecho es arrastrado y separado de los gases de combustión.

Por otro lado, la zona de sellado (loop seal) tiene la función de garantizar la correcta circulación del lecho, además de poder dividir la corriente del lecho con el fin de regular la temperatura cuando sea necesario, retornando directamente al hogar o sino atravesando un intercambiador que reduce su temperatura (intrex).

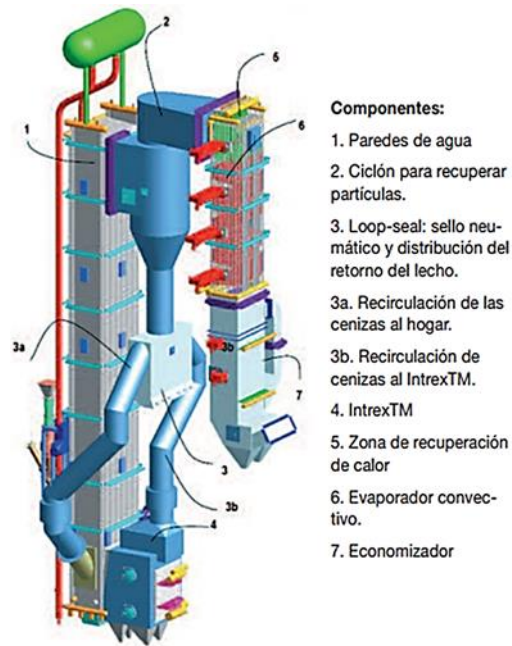


Ilustración 4-20: Partes de una caldera de lecho fluido circulante.

Calderas de carbón pulverizado.

La alimentación de combustible en este tipo de calderas se realiza de forma neumática, arrastrando el carbón pulverizado por el comburente primario hasta llegar a los quemadores. Por otro lado, el comburente secundario es alimentado a la caldera por medio de unas toberas, inyectándolo alrededor de la entrada del comburente primario. Finalmente, el comburente terciario se inyecta sobre la llama. El objetivo de la inyección de dichos comburentes de esa forma es la posibilidad de conseguir una combustión en etapas, disminuir las emisiones de NOx térmico y modular las características de la llama.

Dentro de la caldera, el agua que circula por sus paredes capta el calor generado de la combustión por radiación y convección, aumentando su temperatura y disminuyendo su densidad, por lo que finalmente tiende a ascender. Este tipo de calderas reciben el nombre de calderas de circulación natural. Si, por el contrario, la circulación del agua se lleva a cabo por medio de bombas, la caldera será de circulación forzada.

Una vez obtenida la mezcla agua-vapor en las paredes de la caldera es separada en el calderín obteniéndose vapor saturado. A continuación, a través de unos sobrecalentadores, el vapor aumenta su temperatura para posteriormente turbinarse y generar energía. Cabe destacar, que aparte de producir energía, una parte de dicho vapor se utiliza para precalentar el comburente, oxígeno, aire con anterioridad a la entrada en la caldera.

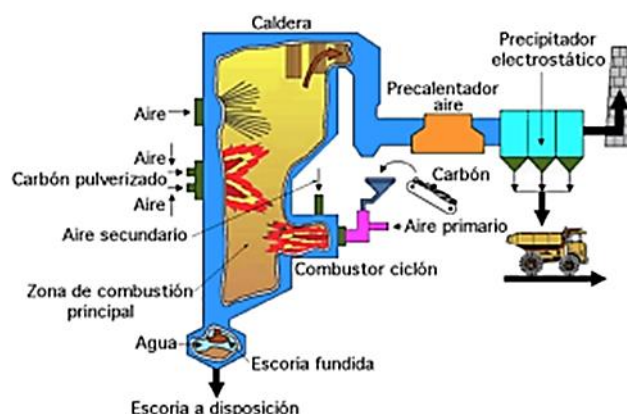


Ilustración 4-21: Partes de una caldera de carbón pulverizado.

4.1.2.1. Tecnologías emergentes del proceso de oxidación

Chemical Looping Combustion (CLC)

Con el fin de evitar costes por fraccionamiento de aire (ASU), se desarrolla un proceso de combustión que sea capaz de alcanzar una eficacia en la captura del 100% sin apenas penalización energética.

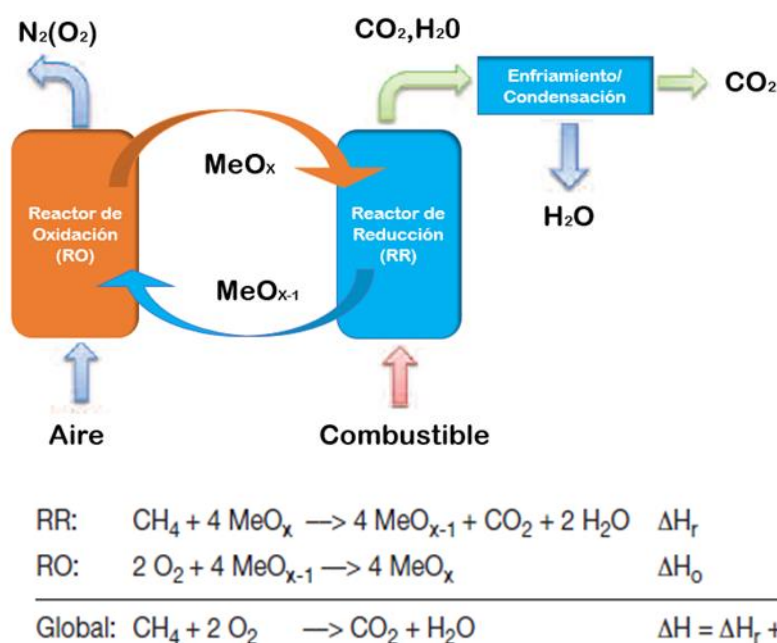


Ilustración 4-22: Proceso Chemical Looping combustion. Basado en: [6].

La combustión con transporte de oxígeno, conocida también como Chemical Looping Combustion (CLC), consiste básicamente en el uso de metales que en una primera etapa (reactor de oxidación) se oxida con el oxígeno del aire en un reactor que opera un lecho

fluido circulante, estos óxidos son trasladados a otro reactor, este será de reducción y de tipo de lecho fluido burbujeantes, en el que ceden el oxígeno a un combustible gaseoso, tanto si es gas natural como si son gases procedentes de una gasificación de carbón. El combustible se oxida y produce CO_2 y agua, el metal se reduce pudiendo poder ser introducido nuevamente en la primera etapa de oxidación.

Esta técnica presenta diferentes ventajas como son:

- La captura es casi del 100%.
- Existen numerosos portadores de O_2 con un alto potencial como son el Fe, Ni, Mn, Cu.
- No consume energía ni en la separación del oxígeno ni en la captura de CO_2 .
- No produce NO_x .

Un punto importante en estos procesos son los **transportadores sólidos de oxígeno**. Estos materiales deben de cumplir con algunos requisitos, como, por ejemplo:

- Deben tener suficiente capacidad de transporte de oxígeno.
- Elevadas velocidades de reducción y oxidación.
- Alta resistencia mecánica para limitar su rotura y atricción.
- No presentar problemas de aglomeración.
- Es aconsejable que el óxido metálico permita una elevada conversión del combustible a CO_2 y H_2O .
- Que no sea muy caro.
- Que no genere problemas medioambientales.

Como ya se vio en las ventajas de dicho proceso, los principales materiales utilizados son el Ni, Cu, Mn y Fe. Los óxidos metálicos utilizados como transportadores de oxígeno se encuentran generalmente soportados en un inerte, el cual mejora la reacción con el combustible y le confiere resistencia mecánica al sólido reduciendo su atricción. Los soportes más utilizados son Al_2O_3 , SiO_2 , TiO_2 , ZrO_2 , MgAl_2O_4 .

El proceso CLC empezó a desarrollarse para ser utilizado por combustibles gaseosos, gas natural y gas de síntesis procedentes de la gasificación del carbón, pero también pueden ser utilizados en otros hidrocarburos ligeros.

El uso directo de combustible sólidos, como carbón, petróleo, residuos sólidos o biomasa. en los procesos CLC presenta un gran potencial para el desarrollo en futuros escenarios.

El uso de carbón en estos procesos puede ser de dos formas:

- I. Gasificar el carbón (con oxígeno) e introducir el gas síntesis obtenido por la planta de CLC de gas.
- II. Introducir directamente el carbón en el reactor de reducción, evitando la etapa previa de gasificación.
 - **Proceso CLC con gasificación in situ**, en este proceso el carbón es gasificado dentro del propio reactor utilizando H_2O y CO_2 como agentes gasificantes. Es muy importante extraer de forma continua la ceniza, por lo que se utilizaran transportadores de oxígeno de bajo coste (Fe_2O_3 , CaSO_4).

- **Proceso CLOU**, el carbón es quemado en el reactor de reducción junto con oxígeno gaseoso que desprenderá del transportador de oxígeno al descomponerse.

En ambas opciones será necesario añadir un reactor de separación de carbono y un transportador de oxígeno entre los reactores de reducción y oxidación para la obtención de capturas de CO₂ con una elevada eficacia.

Membranas de conducción mixta

Son fabricadas con materiales de tipo perovskita y conducen de forma separada el oxígeno iónico y los electrones. Este proceso requiere menos energía que otros sistemas de separación de O₂. Otra ventaja es que permite reducir el tamaño de las calderas o los equipos de combustión.

4.1.3. Postcombustión

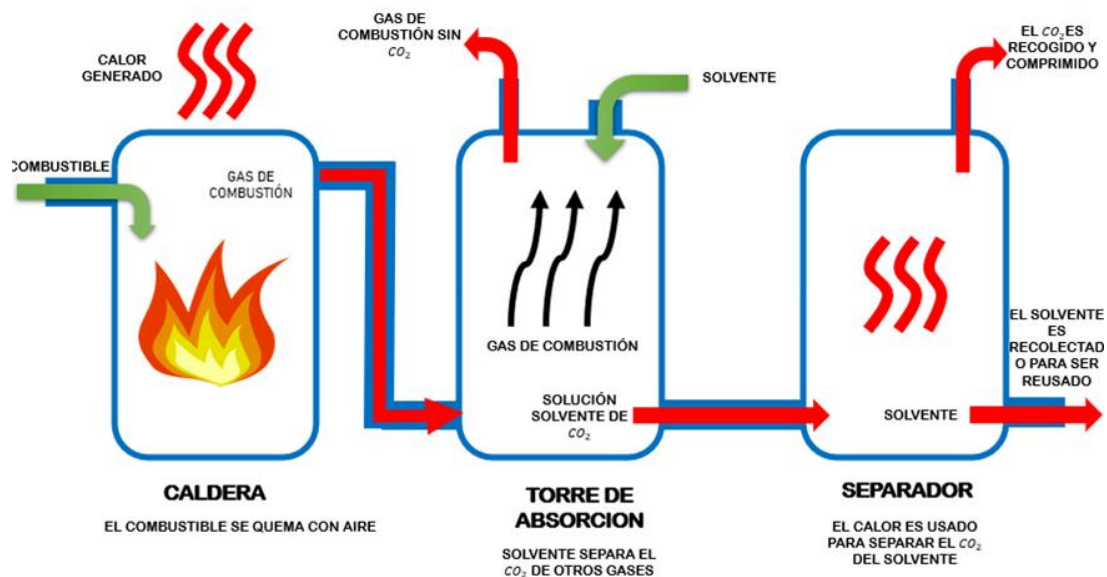


Ilustración 4-23: Esquema del proceso de Postcombustión. Basado en: Newcastle University.

Los procesos de postcombustión separan el CO₂ de los gases de escape tras la combustión, esta se realiza con aire y no existe ninguna operación previa a la combustión. Tras la combustión el CO₂ se encuentran bastantes diluidos (4%-20%), ya que los gases de salida estas formados en su mayoría de nitrógeno (componente mayoritaria del aire, que no participa dentro de la combustión), oxígeno (la parte no usada en la combustión), vapor de agua y otros compuestos. El CO₂ puede ser capturado usando solventes líquidos u otros métodos de separación. Tras ser absorbido por el solvente, el CO₂ se libera por calentamiento para formar la corriente de CO₂ de alta pureza.

La mayoría de las emisiones de CO₂ provienen de instalaciones de combustión asociadas a centrales térmicas, cementeras, refinerías, etc. Por lo general, la vida de los equipos de

combustión es de aproximadamente 40-50 años, por lo que la modificación de estos sistemas para reducir las emisiones requiere procesos de postcombustión o si no de grandes transformaciones para adaptarlo a los procesos de precombustión y oxidación.

Esta tecnología es ampliamente utilizada para capturas de CO₂ que luego son usadas para la industria de alimentación, bebidas, fertilizantes y producción de NH₃. El proceso de postcombustión está compuesto por tecnologías muy maduras, algunos de ellas, incluso, usadas durante décadas en la industria energética, química, de petróleo y gases industriales. Estas tecnologías están en un proceso de mejora continua y optimización.

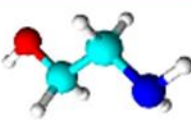
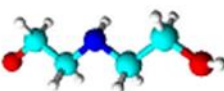
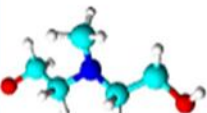

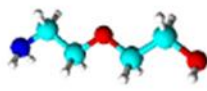
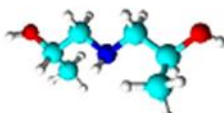
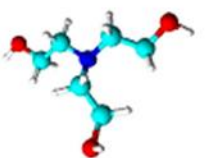
4.1.3.1. Tecnología existente del proceso de postcombustión

Absorción química

Algunos estudios demuestran que los procesos de absorción basados en agentes químicos son la opción perfecta para procesos de captura de CO₂ después de la combustión, sin embargo, los tamaños de operación no son suficientemente grandes.

El proceso de absorción química de CO₂ es el más utilizado en la industria para la separación del CO₂ del flujo de gases. La base de este proceso es la reacción de una base alcalina (Tabla 4-2, normalmente aminas, MEA), en medio de un gas ácido y acuoso.

Tabla 4-2: Solventes químicos comerciales. Fuente: [7].

Aminas primarias	Aminas secundarias	Aminas terciarias	Otros
 <p>Monoetanolamina (MEA)</p>	 <p>Diethanolamina (DEA)</p>	 <p>Metildietanolamina (MDEA)</p>	 <p>Carbonato de potasio K₂CO₃</p>
 <p>Diglicolamina (DGA)</p>	 <p>Diisopropanolamina (DIPA)</p>	 <p>Trietanolamina (TEA)</p>	

Los procesos con aminas son muy utilizados debido a su gran capacidad de remoción, bajo coste, flexibilidad en el diseño y operación.

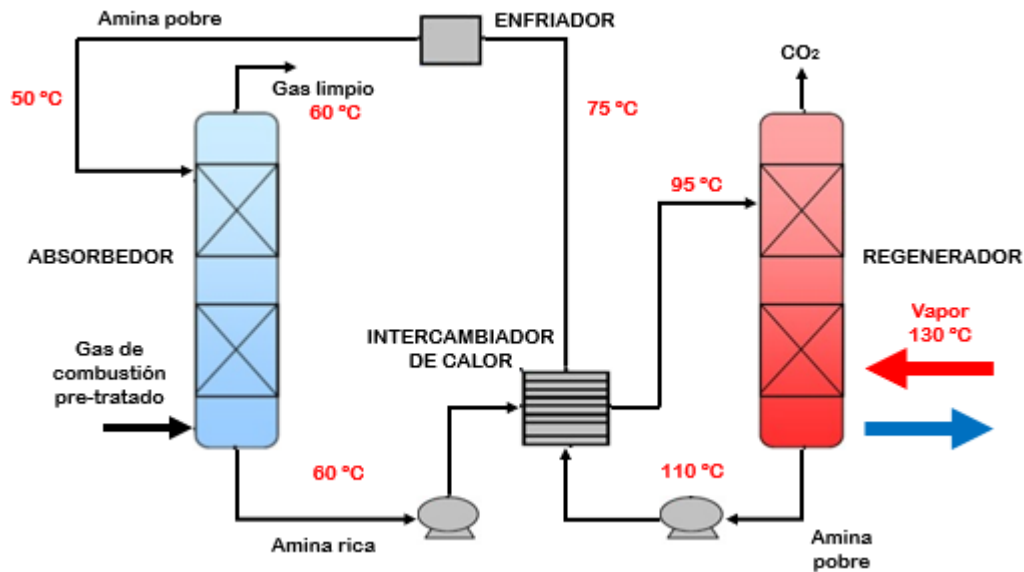
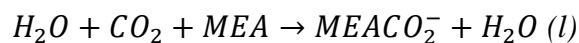


Ilustración 4-24: Proceso general de absorción química. Basado en: IPCC.

Una vez que se enfría el gas se pone en contacto con el absorbente (MEA) en la columna de absorción. Es necesario la presencia de un ventilador con el que vencer las caídas de presión que produce el proceso. El reactor se encuentra a una temperatura entre los 40°C y los 60°C, para así favorecer las condiciones de absorción. Los gases de combustión se encuentran en la parte superior de la columna, donde son lavados con agua para eliminar cualquier partícula de absorbente que haya sido arrastrada antes de salir del absorbedor.

La principal reacción del proceso es la siguiente:

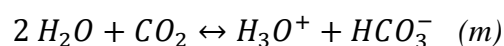
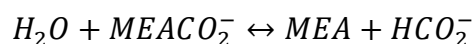


Con este sistema es posible reducir la concentración de CO₂ a la salida a valores muy bajos, pero esto conlleva un aumento en la altura de la columna de absorción, pudiendo disparar los costes de inversión y comprometiendo el balance económico.

El solvente enriquecido es bombeado a la parte superior de la columna de regeneración, que funciona por intercambio térmico. El proceso de regeneración del solvente se efectúa a elevadas temperaturas, y presiones no mucho mayores que la presión atmosférica.

El proceso de regeneración conlleva consigo una penalización de energía térmica, ya que se necesita calentar el solvente hasta conseguir la desorción del CO₂ que se quedó atrapado previamente y también para la producción de vapor de agua. Este vapor de agua actuará como gas de regeneración. El vapor es recuperado en un condensador y es devuelto a la columna de regeneración. Por otro lado, el solvente es llevado de vuelta a la columna de absorción atravesando un intercambiador de calor regenerativo.

Las principales reacciones del proceso de regeneración:



La mayoría de los costes de operación en el proceso se deben al alto consumo energético, oscila alrededor del 70% de la energía del proceso. El calor necesario para regenerar la

solución absorbente está relacionado con la entalpía de la reacción, que dependerá de la carga de solución a regenerar y su concentración durante el proceso cíclico.

De no existir regeneración del absorbente esta tecnología es inviable. Algunos inconvenientes de esta tecnología son: el uso de solventes químicos corrosivos, degradación, formación de subproductos y la pérdida del solvente debido a las bajas presiones de vapor.

La viabilidad técnica y económica viene determinada por:

- **Caudal del gas de combustión:** Se evalúa el caudal del gas de combustión que determinará el tamaño del absorbedor. El absorbedor representa la parte más importante de los costes totales de inversión.
- **Concentración de CO₂:** El CO₂ se encuentra a una presión entre 3kPa y 15kPa. En estas condiciones de presión parcial, el mejor solvente químico serán las aminas en una solución acuosa.
- **Eliminación de CO₂:** En la práctica se pueden conseguir recuperaciones de un 80% y un 95%. Influye en el coste, ya que cuanto mayor sea la recuperación, mayor tendrá que ser la columna de absorción.

En sistemas de combustión de gas natural se plantean opciones de reciclo y recompresión del gas de combustión a la turbina, de este modo se podrían aumentar las concentraciones del CO₂ y reducirse las alturas requeridas en la columna de absorción.

En caso de tratarse de centrales de carbón, los gases deben atravesar varias etapas de limpieza antes de la etapa de absorción química. Las etapas de limpieza actuarán sobre los ácidos NO_x y SO₂. Es muy importante en sistemas de postcombustión con MEA alcanzar un nivel de desulfuración del gas inferior a 10ppmv de SO₂, para así evitar la degradación de la amina, reduciendo la capacidad de absorción, aumentando el riesgo de formación de sólidos en la mezcla y aumentando el consumo de reactivos utilizados en la recuperación del disolvente. Asociado a su posible degradación de la MEA también existen emisiones minoritarias de MEA.

- **Caudal de solvente:** Determinará el tamaño de la mayor parte de los equipos del absorbedor.
- **Requerimientos de energía:** El consumo total de la energía será la suma de la energía térmica usada en la regeneración del solvente (2.7-3.3GJ/t CO₂) y la energía eléctrica con la que operan los ventiladores y las bombas (0.06 Y 0.11 GJ/t CO₂ en plantas de carbón y 0.33GJ/t CO₂ para las de gas natural).
- **Requerimientos de enfriamiento:** Se necesitan etapas de enfriamiento para poder llevar el gas de combustión y el solvente a las temperaturas en las que se requieran, salvo en caso de existir desulfuración.

Existen varios procesos de absorción disponibles comercialmente:

- **Kerr-McGee/ABBLummus Crest:** Se trata de un proceso de recuperación de CO₂ de calderas de carbón y coke. Utiliza entre un 15% y un 20% en peso de MEA. La capacidad más grande es de 800 t CO₂ diarios, se usa generalmente para el ámbito de la alimentación y químico.
- **Fluor Daniel @ ECONAMINETM:** Este proceso utiliza un 30% en peso de concentración de MEA. Incorpora un inhibidor para resistir la corrosión del acero. Se usa generalmente para aquellas corrientes con un mayor contenido de oxígeno.

La capacidad más grande es de 320 t CO₂ diarios. Se utiliza en el área de bebidas y urea.

- **Kansai Electric Power Co. y Mitsubishi Heavy Industries, Ltd:** Se basa en el uso de aminas con impedimento estérico, están en desarrollo KS1, KS2 y KS3. La mayor producción es de 200 t CO₂ diarios. Se trata de una tecnología muy asentada, con altos rendimientos y pureza, siendo muy atractivo para bajas presiones parciales de la corriente. Sin embargo, requiere de altos requerimientos energéticos en la etapa de regeneración del absorbente, de un contenido mínimo de impurezas y de elevadas necesidades de espacio.
- **AKER, Siemens, BASF, Cansolv CO₂ capture system, HTC Purenergy Process.**

Absorción Física

En estos procesos no existe reacción química entre los gases y la disolución. La absorción depende únicamente de la solubilidad y de la presión parcial del gas. Es empleado generalmente en procesos con altas presiones.

Entre los absorbentes se encuentran; Carbón Activo, Materiales mesoporosos³, Zeolitas y Alúminas e hidrotalcitas.

La regeneración de estos sistemas se lleva a cabo mediante la reducción de la presión, o bien aumentando la temperatura (PSA y TSA). Este proceso resulta menos costoso energéticamente que en el caso de la absorción química.

Existen varias restricciones en los gases a la entrada del proceso de absorción física:

- Temperatura: cuando menor sea la temperatura de los gases entrantes al proceso mayor será la solubilidad de los absorbentes.
- Presión parcial de CO₂: como mínimo para este proceso es de 7bar.

Los solventes utilizados en este proceso son compuestos orgánicos con determinadas características:

- Punto de ebullición elevado.
- Baja presión de vapor a temperatura ambiente
- Baja viscosidad y selectividad de absorción del CO₂ frente a otros componentes de los gases de combustión como el N₂.

Se trata de una tecnología muy asentada que proporciona grandes rendimientos en separación y purificación del CO₂. Con respecto a la absorción química presenta un menor consumo energético en la etapa de regeneración y tienen la ventaja de eliminar trazas de otros contaminantes, como hidrocarburos de alto peso molecular y compuestos orgánicos sulfurados, sin la formación de productos de reacción no deseados.

³ Material sólido y poroso, con carácter natural o sintético, de tamaño medio de poro comprendido entre el microporoso (menor de 2 nm) y el macroporoso (mayor de 50 nm). La estructura de poros puede estar ordenada o no y proporciona un área superficial extremadamente alta en una cantidad relativamente pequeña de material.

Tabla 4-3: Solventes comerciales de absorción física. Fuente: [7].

Solventes comerciales	Tipo de solvente	Condiciones de operación
Rectisol	Metanol	-10 °C a -70 °C, >2 MPa
Purisol	n-metil 2 pirrolidina	-20 °C a -40 °C, >2 MPa
Selexol	Éter dimetilico de polietilenglicol	-40 °C, >2 MPa-3 MPa
Flúor	Carbonato de propileno	> 25 °C, 3,1 MPa a 6,9 MPa
Sepasolv	Éteres metilisopropílicos de etilenglicol	--
Etasolvan	n-tributil-fosfato	--

4.1.3.2. Tecnologías emergentes en el proceso de postcombustión

Como ya se vio anteriormente existen algunos inconvenientes en el proceso de absorción química. La degradación de la MEA y sus emisiones se están intentando minimizar o solucionar mediante el uso de aditivos especiales para su combinación con MEA, absorbentes alternativos distintas a la MEA, desarrollar nuevas columnas de absorción y modos de contactos.

Procesos avanzados de absorción

En los últimos años se han desarrollado nuevos absorbentes para la absorción química de CO₂ o una mezcla de ellos, con el objetivo de reducir los problemas asociados al uso de la MEA. Los compuestos orgánicos claves son AMP, DEA, MDEA, PZ, AMPD, THAM.

Se están validando dos tecnologías a escala de los 25 MWe, la primera (Aker-Clean Carbón) basada en un absorbente de aminas modificado y una segunda tecnología de *chilled ammonia* (Alstom) basada en el uso de disoluciones concentradas de amoníaco como absorbente de CO₂. El absorbente esta especialmente dedicado a plantas de carbón, ya que soportan mejor la degradación por efecto de los contaminantes SO_x y NO_x. En este caso la torre de absorción trabaja con temperaturas menores a los 10°C, por tanto, necesita de un enfriamiento previo de los gases de combustión. En cambio, el proceso de regeneración opera a temperaturas más altas en el caso de las aminas, con esto conseguimos una presión a la salida más alta, reduciendo así el consumo energético, duplica la capacidad de carga de CO₂ y no muestra problemas de corrosión.

Otras investigaciones plantean el empleo de sales amino-acidas. Presentan algunas ventajas en comparación con las aminas o el amoníaco, mejora en el consumo energético, son más estables y resistentes a la degradación con menores consumos de agua y adicionalmente más inocuas desde el punto de vista medioambiental. Sin embargo, la formación de precipitados solidos complica la operación frente a otros absorbentes.

Puede haber también mejoras significativas desde el diseño de la propia columna y del tipo de contacto gas-absorbente en dicha columna. La tecnología Westec's "Breatkthrough Absorber Technology" REF [Premio Perseo 2010 de Iberdrola] consigue grandes capacidades en el tratamiento de gas de combustión por unidad de área de

columna a base de trabajar con un flujo de gas y absorbente en corrientes paralelas, pero con un área de contacto grandísima, permitiendo trabajar en tiempos muy cortos de contacto gas-líquido.

El proceso DMX patentado por el instituto de IFPEN en Francia, hace uso de una separación mecánica aprovechando la diferencia de densidad entre las diversas fases de absorbente con mayor y menor carga de CO₂. Este proceso es integrado entre las columnas de absorción y la de regeneración, disminuyendo el causal de absorbente que son enviados a la columna de regeneración y por tanto mejorando el rendimiento total del proceso.

Membranas poliméricas

Este proceso se basa en el uso de membranas poliméricas, de forma que estas consigan separar el CO₂ a través de ellas. La selección del material de las membranas está directamente relacionada con la naturaleza del material. Los estudios e investigaciones se centran en mejorar el transporte de la membrana, esta capacidad de transporte depende no solo de la solubilidad del gas y de la difusión sino principalmente de la reactividad específica del gas con el componente de la membrana, conocido como conductor.

El flujo de gas que puede llegar a separar la membrana por unidad de área depende de su espesor, del tamaño, solubilidad de las moléculas, y principalmente de la diferencia de presiones que se aplican entre las caras de la membrana, se utiliza como fuerza impulsora y generalmente favorece la separación cuando la corriente de alimentación se encuentra a alta presión y existe una gran diferencia entre el coeficiente de permeación. Por esto es necesario, en general, comprimir el gas a altas presiones para conseguir resultados más eficaces. Es por esto por lo que, los procesos de membranas son usados comercialmente para la eliminación de CO₂ procedente de combustiones de gas natural, ya que se encuentra a altas presiones y con altas concentraciones.

El proceso de separación de CO₂ utiliza membranas de polímeros tales como los carbonatos, las aminas y las sales fundidas como conductor.

El uso de estas membranas tiene como consecuencias un consumo energético mayor y una retención de CO₂ menor, si lo comparamos con procesos de absorción. Es necesario investigar sobre la selección de las membranas para hacer de este sistema un proceso viable.

Estudios demuestran que solo es económicamente viable cuando existe una relación de recuperación y composición de filtrado no mayor a 0.8. Para el caso particular de centrales eléctricas de carbono, con un 10% de CO₂ en el gas de combustión, el uso de membranas no es lo suficientemente selectiva para obtener un rendimiento de captura significativo. Sin embargo, en el caso que la selectividad de CO₂/N₂ es menor de 50 y que las corrientes presentan un 20% de CO₂, el uso de membranas presenta recuperaciones considerables. (R. Bounaceur, N. Lape, D. Roizard, C. Vallieres and E. Favre, 2006).

Es por esta razón que se están investigando, por el momento, sistemas híbridos entre membranas y procesos de absorción. Esta combinación permite reducir el tamaño de los equipos, gracias al aumento de superficie de contacto, que proporciona la membrana entre el gas y el líquido. La configuración completa del sistema es muy similar al proceso de absorción.

Carbonatación-Calcinación

Utiliza CaO como sorbente sólido a altas temperaturas. Poder separar el CO₂ a altas temperaturas tiene la ventaja de reducir el consumo energético con respecto a los procesos de absorción.

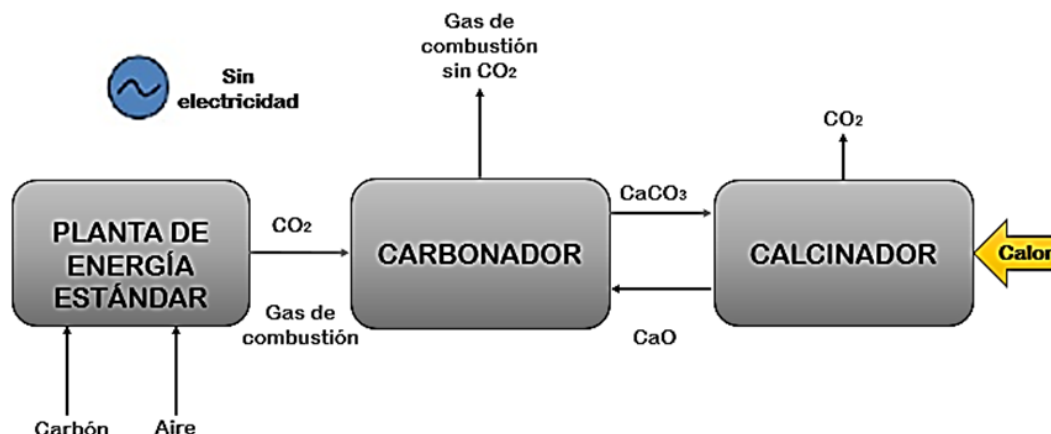
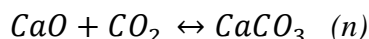


Ilustración 4-25: Esquema simplificado del proceso de carbonatación-calcinación. Basado en: [6].

Los gases de combustión entran en contacto con el CaO en un reactor, esto permite la reacción de carbonatación entre el gas y el sorbente sólido.



El carbonato cálcico puede separarse fácilmente de la corriente de gases y es enviado a regeneración en un reactor diferente. La principal clave de este proceso es el sorbente, ha de tener una buena capacidad de absorción de CO₂ y una buena estabilidad química y mecánica durante largos periodos de tiempo.

La reacción de carbonatación de CaO que separa el CO₂ de la corriente caliente ($t > 600^\circ\text{C}$) es muy rápida, y la regeneración del sorbente mediante calcinación del $CaCO_3$ en CaO puro y CO₂ se favorece para temperaturas por encima de los 900°C .

La principal ventaja de este proceso es su bajo consumo energético, que es debido a la posibilidad de recuperar gran parte de la energía (40%), que entra en la unidad de calcinación gracias a la recirculación de las partículas sólidas tal como se realiza en las calderas de lecho fluido circulante, vistas anteriormente. Otra de las ventajas que presenta es la eliminación conjunta del CO₂ y SO₂. Sin embargo, como desventaja presenta la necesidad de lavar los gases para impedir la reducción de efectividad del CaO.

Combustión química de Bucles

Se trata del método más novedoso, permite obtener eficiencias de gas a vapor muy inferiores a las tecnologías de captura conocidos. Los costos se reducen alrededor del 60% en comparación de otros procesos que involucran aminas.

La principal ventaja es que el aire y el combustible no se mezclan, evitando así separar el CO₂ de las corrientes de gases de escape. Cuenta con un sistema de combustión con transportadores de oxígeno, que tiene dos reactores uno para aire y el otro para combustible, por lo que no es necesaria una combustión directa. Sin embargo, presenta poco nivel de confianza actualmente debido a la falta de madurez de la tecnología.

4.1.4. Comparación entre sistemas.

El progreso económico de los países industrializados y subdesarrollados está íntimamente ligada al crecimiento de la demanda energética. Mientras no se desarrollen nuevas tecnologías eficientes, en términos económicos y ambientales, se continuará incrementando el uso de combustibles fósiles para la generación energética y, por ende, aumentarán las emisiones de los gases que derivan de su uso. Por tanto, se necesita controlar esto, siendo una de las iniciativas la implantación de tecnologías de captura o secuestro de CO₂.

Una vez descritos los diferentes métodos de captura de CO₂, se puede observar que, a pesar de tener una base común, que es la propia captura del CO₂, cada una de ellas presentan una ejecución e instalaciones diferentes. Es por esto por lo que, cada uno de los sistemas poseen unas ventajas e inconvenientes.

La diferencia principal de estas tecnologías radica en el momento en el cual se procede a la captura. En todas ellas se ha de producir finalmente una compresión del gas y una deshidratación (secado) del CO₂.

La tecnología de precombustión está orientada a la producción de combustibles más limpios para reducir la generación de CO₂ en su combustión, o directamente suprimirlo (combustión del hidrógeno).

Los procesos de oxicomustión generan corrientes con concentraciones de CO₂ muy elevadas y además con un coste de captura menor, sin embargo, no es tan bajo si se considera la producción de oxígeno de alta pureza. Esta tecnología requiere de modificaciones en las instalaciones como calderas (ciclos de vapor) o nuevos diseños en las cámaras de combustión, compresores, nuevas turbinas e instalar una nueva planta de separación de aire (ASU). Como consecuencia de la instalación del ASU y del sistema de compresión, la eficiencia energética del sistema se reduce, ya que son dos grandes consumidores de energía.

Los sistemas de postcombustión presentan como ventaja principal la posibilidad de ser implantados en cualquier planta existente, sin requerir de grandes modificaciones. Sin embargo, no presentan un buen tratamiento de gases de escape provenientes de turbinas de gas, ya que estas corrientes se encuentran a 4kPa, lo que encarecerá dicho proceso.

Los sistemas de absorción química cuentan con una tecnología muy madura en el mercado, principalmente aquellos que utilizan MEA como solvente. Permiten la captura de CO₂ en flujos cuya presión sea tan baja como 3kPa, sin embargo, consume una gran cantidad de energía para la regeneración. Estos sistemas son altamente corrosivos, pueden degradarse en presencia de oxígeno e inutilizarse, y formar compuestos dañinos para el medio ambiente y la propia planta en contacto con H₂S. Si se emplean otras aminas, u otra combinación de ellas, se pueden reducir los consumos energéticos necesarios para la regeneración, y además permite incluso la captura del H₂S, pero debido a las elevadas presiones de operación, es necesario implantar un sistema de lavado de gases con agua, y así minimizar las pérdidas de solvente. En lo que se refiere a sistemas de absorción física, también cuenta con madurez técnica y permiten, en ocasiones, la eliminación simultánea o selectiva del CO₂ junto con otros gases ácidos. Ambos sistemas ofrecen una alta eficiencia.

En cuanto a los sistemas de absorción, requieren de una compresión previa del gas a tratar, esto genera un aumento del consumo energético, puede ser compensado si el CO_2 se libera a media presión (empleando TSA o PTSA), reduciendo el trabajo de compresión previo al transporte. La mayoría de los absorbentes disponibles operan a temperaturas moderadas, pero algunos de ellos pueden operar a temperaturas más altas (500°C), esto confiere al proceso gran versatilidad. Su eficiencia puede alcanzar el 99%, si se emplean zeolitas. Sin embargo, estas consumen una elevada cantidad de energía cuando buscan alcanzar recuperaciones elevadas.

Los sistemas de captura por membranas poliméricas requieren de altas variaciones de presión para conseguir elevadas tasas de captura. Estas ofrecen mejor selectividad que las membranas inorgánicas, sin embargo, cuentan con menos vida útil y mayor consumo energético. Este sistema no puede competir económicamente frente a los sistemas de absorción.

Si comparamos los tres tipos de captura, el sistema de precombustión es una técnica adecuada para sistemas de GICC, debido al uso de gas como combustible de alta calidad haciendo de esta tecnología una más limpia y eficiente. La oxicomustión es muy apropiada debido a su sencillez en la captura de CO_2 , además, al utilizar oxígeno y no aire en la combustión se reduce el tamaño de los equipos de combustión y de tratamiento de gases, así como también las pérdidas energéticas. Por último, a grandes rasgos, la postcombustión se presenta como la más atractiva por su facilidad en la integración, ya que no requiere de grandes modificaciones en las instalaciones existentes.

Todos los sistemas y sus tecnologías implican una disminución en la eficiencia del proceso, costes de equipo, mantenimiento, consumos energéticos, todo ello limita el desarrollo y frenan la posibilidad de implantación. Pero, por otro lado, la rentabilidad de estas plantas ha sido demostrada en algunos casos y según aumenten los controles en emisiones y suban las penalizaciones de estas, la rentabilidad mejorará.

A continuación, a modo de resumen podemos observar las principales ventajas y desventajas que presentan dichas tecnologías.

Tabla 4-4: Ventajas y desventajas del sistema de precombustión. Fuente: Newcastle University.

PRE-COMBUSTIÓN	
VENTAJAS	DESVENTAJAS
Permite capturar sobre el 90% del CO ₂ .	Alta inversión de capital.
El reactor de cambio (Shift reactor) puede omitirse para ahorrar considerablemente en la inversión inicial; Sin embargo, esto conduce a una eficiencia de captura limitada, solo 18-30% (CATF, 2018).	Necesita ser construido simultáneamente con la instalación.
Penalización energética menor que en postcombustión: generalmente 20%.	No se puede adaptar a viejas centrales eléctricas de carbón.

Tabla 4-5: Ventajas y desventajas del sistema de oxicomcombustión. Fuente: Newcastle University.

OXYFUEL-COMBUSTIÓN	
VENTAJAS	DESVENTAJAS
Baja emisión de óxidos de nitrógeno.	Muy alta inversión de capital.
No hay necesidad de procesos químicos importantes.	La adaptación a las viejas centrales eléctricas puede ser muy difícil y costosa.
Permite capturar hasta el 100% de CO ₂ .	Unidad de separación de aire muy intensiva en energía.

Viabilidad Económica de Proyectos CAC/CAUC en España.

Tabla 4-6: Ventajas y desventajas del sistema de postcombustión. Fuente: Newcastle University.

POST-COMBUSTIÓN	
VENTAJAS	DESVENTAJAS
Permite capturar sobre el 90% del CO ₂ .	Alta inversión de capital.
Máximo grado de pureza en el CO ₂ capturado.	Penalización energética: generalmente superior al 30%.
No requiere cambios fundamentales en los procesos de plantas de energía y plantas industriales.	El costo de generación de la unidad de electricidad se puede aumentar hasta en un 140% en plantas a carbón y 60% en pantalcones a gas (Oettinger, 2015).

4.1.5. Proyectos de captura de CO₂

Existen en el mundo alrededor de 100 proyectos referentes a la tecnología CAC/CAUC (40Mt de CO₂). De estos, actualmente, 44 instalaciones de captura de CO₂ son proyectos a gran escala, 19 de ellas están operativas, 4 en avanzado desarrollo (Australia, Países Bajos, Noruega y EE. UU), 5 en fase de construcción (China, Canadá y Australia) y 16 son proyectos que se encuentran en desarrollo.

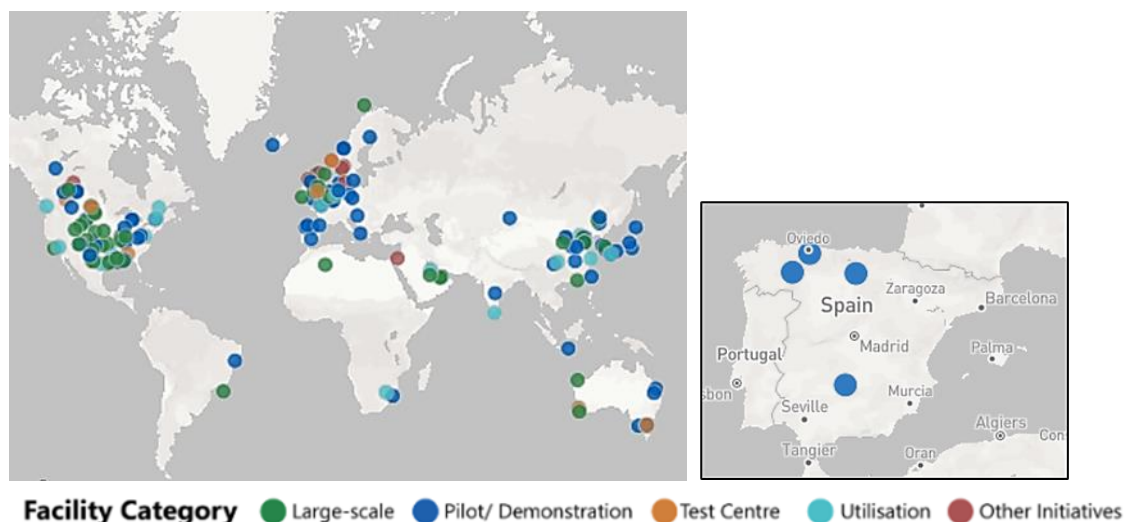


Ilustración 4-26: Instalaciones CAC/CAUC a gran escala. Fuente: Datos Global CCS Institute

Proyectos de captura en el mundo



Ilustración 4-27: Primera planta comercial de captura de CO_2 en una central térmica de carbón, Canadá 110MWe-1Mt CO_2 /año. Fuente: Datos Global CCS Institute.



Malasia (200 t/día CO_2)

Ilustración 4-28: Malasia 200t/día CO_2 . Fuente: Global CCS Institute.

Proyectos de captura en Europa



Ilustración 4-29: Central térmica de carbón pulverizado. Dinamarca 1t CO_2 /h----Noruega 0.7 Mt de CO_2 /año. Fuente: Global CCS Institute.

Proyectos de captura en España

España tiene una gran presencia en desarrollo de tecnologías CAC/CAUC.

- **Fundación Ciudad de la Energía, CIUDEN.** Fue creada en 2016, con apoyo del Gobierno de España para implementar los programas de I+D+I de energía y medio ambiente, así como para contribuir al desarrollo económico en la región del Bierzo.

CIUDEN cuenta con tres subestructuras:



Ilustración 4-30: Instalación de la fundación Ciudad de la Energía, CIUDEN. Fuente: [6].

Planta de captura en Cubillos cuenta con una caldera de 30 MWt de lecho fluido circulante para el empleo de antracita local y diferentes mezclas de antracita/coque de petróleo. Se ha centrado en el rendimiento de la captura de SO₂ y NO_x mediante la tecnología de **oxicombustión**.

Planta de almacenamiento geológico en Hontomín cuenta con un pozo de inyección y uno de monitorización de unos 1.580 m. Ambos están equipados con capacidades que incluyen una red de monitoreo hidrogeológico y un conjunto de herramientas en superficie con 30 estaciones microsísmicas.

Lazo de transporte en Cubillos tiene un tamaño semi-industrial con 3km, el lazo permite analizar los efectos en los ceuductos de parámetro como s: composición del CO₂, comportamiento de los materiales, cambios de presión y temperatura, posibles fugas, entre otros.

- **Hulleras del norte s.a. (HUNOSA):** realiza procesos de postcombustión para la captura del CO₂.



Ilustración 4-31: La Pereda CO₂ en Mieres (Asturias). Fuente[6].

LA PEREDA CO₂ en Mieres (Asturias) Planta piloto de 1,7 MW se encuentra ubicada en La Pereda y fue construida y puesta en servicio en 2012. Esta instalación es la planta piloto más grande destinada a la demostración de la caldera de lecho fluido circulante y está integrada en una central térmica con una capacidad instalada de 50 MWe. Esta planta está compuesta por dos reactores refractarios interconectados. Cada reactor está equipado con una junta de bucle que permite controlar la circulación sólida entre los reactores cuando se opera a diferentes velocidades, mediante la desviación de la corriente de sólidos procedentes de la tubería vertical en el mismo reactor (circulación interna) o al reactor opuesto.

- Instituto nacional del carbón (INCAR-CSIC) se basan en captura de CO₂ mediante ciclos de carbonatación, cuyo objetivo es calcular la cinética del proceso y de las velocidades de desactivación de CaO, el efecto de las impurezas de los gases a tratar (SO₂).

4.2. TRANSPORTE DEL CO₂

4.2.1. Generalidades

Una vez capturado el CO₂ debe ser transportado hacia el lugar de almacenamiento, salvo en caso de que el lugar de almacenaje esté debajo de la fuente de captura. Transportar de forma segura y confiable el CO₂ es una etapa importante de las tecnologías CAC/CAUC. El transporte de CO₂ se produce a diario en muchas partes del mundo. Sin embargo, esto conlleva una importante inversión en la creación de infraestructuras que permitan desarrollar esta práctica a gran escala.

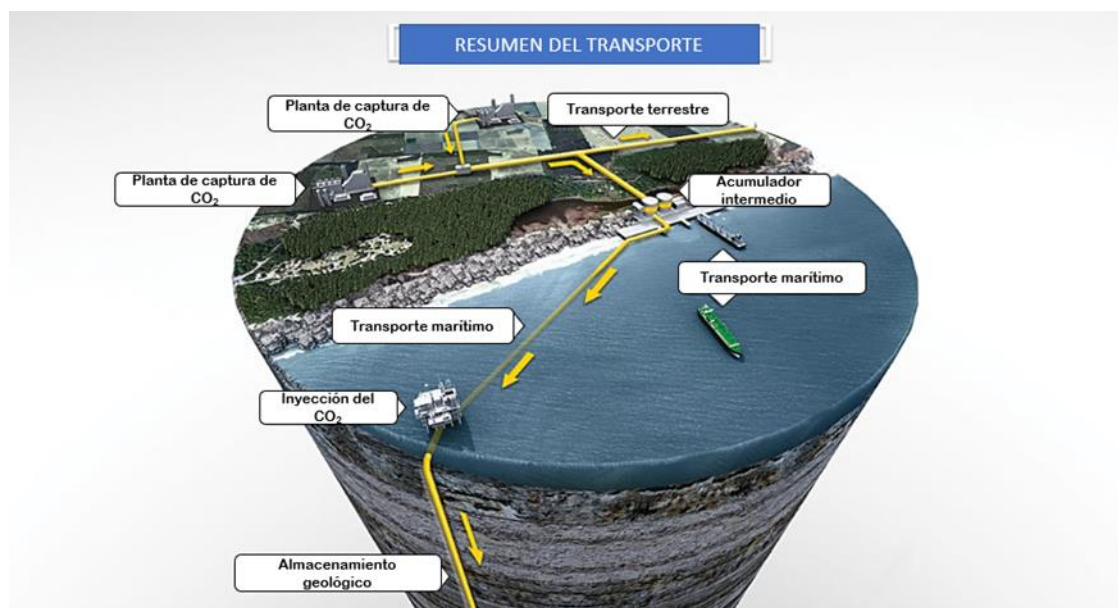


Ilustración 4-32: Esquema general del transporte de CO₂. Fuente: Global CCS Institute.

Las **tuberías** son el método más común para transportar grandes cantidades de CO₂. En el mundo ya existen millones de kilómetros de tuberías que transportan diversos gases, entre ellos el CO₂. En EE. UU., el transporte de CO₂ se hace a través de gasoductos (6.500km) desde los años 1970, transportando aproximadamente 68 Mt de CO₂/año. Estas tuberías tienen experiencia trabajando en tierra o bajo el mar.

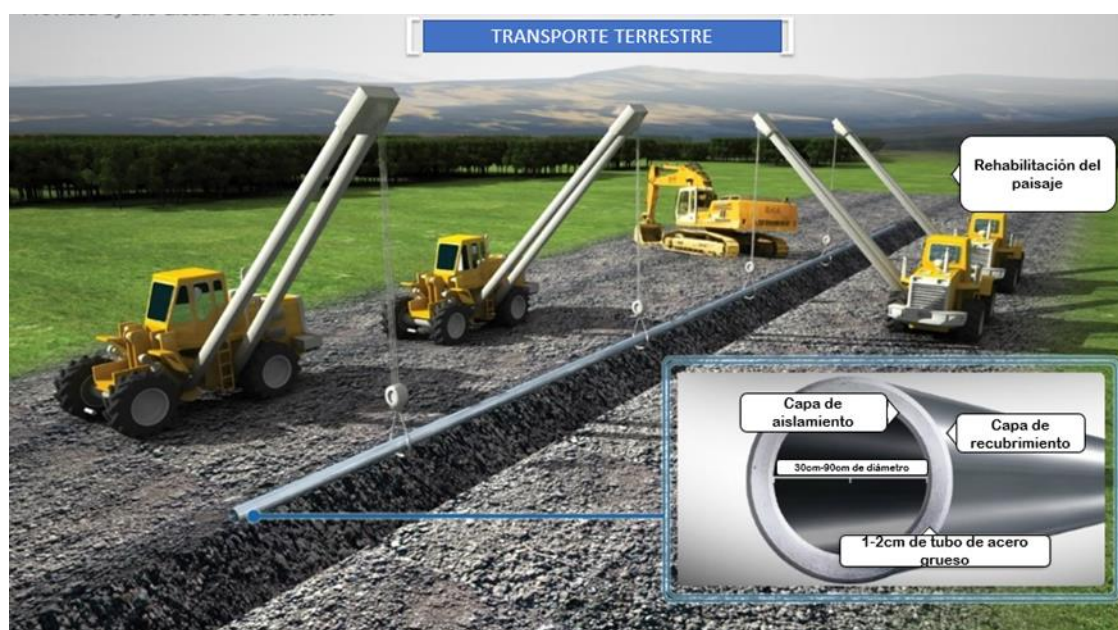


Ilustración 4-33: Transporte de CO₂ mediante tuberías en tierra. Fuente: Global CCS Institute.

El transporte de CO₂ por **camiones** y **ferrocarriles** es posible para pequeñas cantidades de CO₂. Los camiones son utilizados en caso de transportarlo a zonas cercanas a la fuente de emisión. Por esto, no supondrán usos muy significativos.

El transporte por **barco**, sí podría ser una alternativa significativa para muchas regiones del mundo. En Europa ya se transportan por barco cerca de 1.000 t en calidad de producto alimenticio por diferentes puntos de la costa.

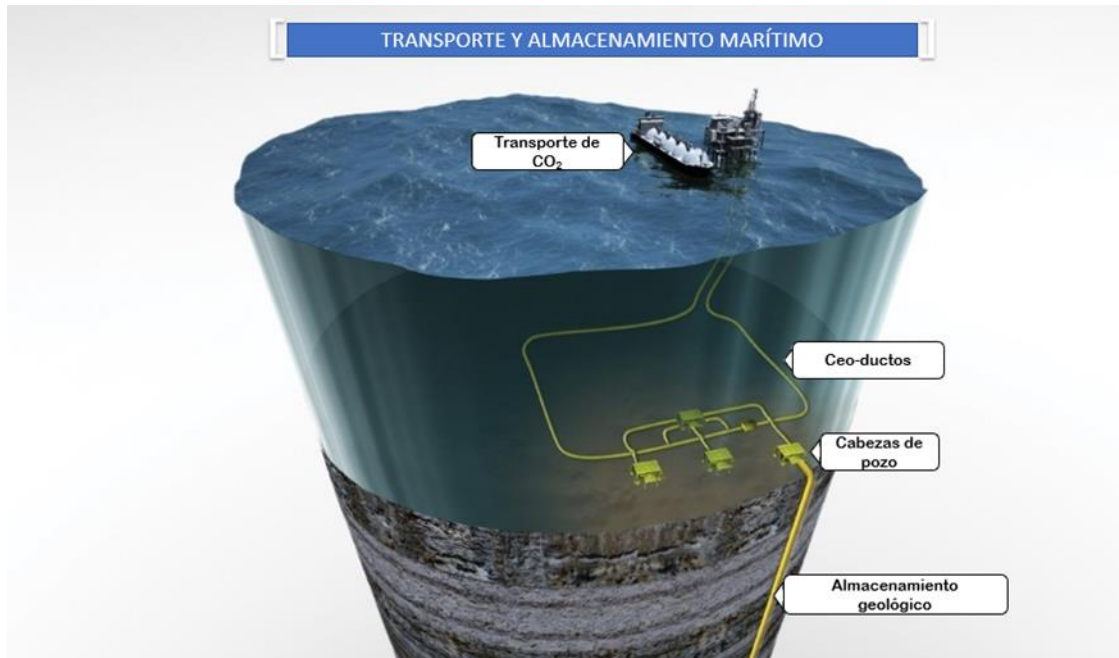


Ilustración 4-34: Transporte de CO₂ mediante barco y su almacenaje en el subsuelo. Fuente: Global CCS Institute.

4.2.2. Características iniciales del CO₂.

El CO₂ en condiciones normales - temperatura ambiente y presión atmosférica-, se presenta en forma gaseosa. De encontrarse bajo otras condiciones, puede presentarse tanto en fase líquida como sólida. Es un gas inodoro, incoloro, no inflamable e inerte, en definitiva, se considera un gas no peligroso. Sin embargo, se trata de un gas con un peso molecular mayor al del O₂, por lo que es capaz de desplazarlo. Por esta razón, se debe tener precaución cuando las concentraciones de CO₂ sean elevadas. Otro problema se debe al cambio de características físicas, químicas y termodinámicas que sufre el CO₂ cuando se encuentra en presencia de algunas impurezas. Por ello se plantea el estudio de las especificaciones que debe cumplir el producto para posteriormente determinar las características de los futuros ceoductos.

Han de establecerse condiciones y limitaciones sobre los siguientes parámetros:

- Composiciones e impurezas.
- Presiones.
- Temperaturas.
- Viabilidad industrial de los materiales.
- Integración de las instalaciones de transporte con las de captura y las de almacenamiento.

Las diferentes tecnologías existentes de captura (precombustión, oxicomcombustión y postcombustión) permiten obtener un gas de combustión con un alto contenido de CO₂.

Sin embargo, este irá acompañado de otros gases e impurezas que dependerán del tipo de combustible, proceso de combustión, y de captura utilizados.

Tabla 4-7: Composición del flujo de CO₂ en función de la tecnología de obtención. Fuente: [8].

Componentes	Post-combustión	Pre-combustión	Oxicombustión
Nitrógeno(N ₂)	0,18% vol	0,2% vol	2,0% vol
Oxígeno(O ₂)	100ppmv	Trazas	1,2% vol.
Argón(Ar)	20ppmv	1,0% vol	0,8% vol
Monóxido de Carbono(CO)	10ppmv	0,13% vol	Trazas
Hidrógeno(H ₂)	Trazas	1% vol	Trazas
Metano(CH ₄)	100ppmv	200ppmv	
Suma de no condensables (Ar, CH ₄ , H ₂ , N ₂ , O ₂)	0,2% vol.	1,2% vol.	4% vol.
Óxidos de nitrógeno [Ejem: NO ₂]	5ppmv	11ppmv	721ppmv
Óxidos de azufre [Ejem: SO ₂]	0,84ppmv		1,3% vol
COS		1,7ppmv	
H ₂ S		100ppmv	
Cl	0,85ppmv	17,5ppmv	0,14% vol
Mercurio	0,00069ppm	0,000068ppm	0,0035ppm
Arsénico	0,055ppm	0,0033ppm	0,0085ppm
Selenio	0,017ppm	0,01ppm	0,026ppm
Cenizas	11,5ppm	1,2ppm	75ppm

Tras diferentes estudios comienzan a considerarse diferentes composiciones ‘ideales’ para ser transportado. Uno de los estudios más relevante y con futuro es el estudio de Dynamis (Tabla 4-10), del que hablaremos más tarde.

No existen a nivel europeo unas especificaciones uniformes de calidad. Sin embargo, de forma general, algunos de los requisitos a cumplir son los siguientes:

- Bajo contenido en agua para evitar problemas de formación de hidratos: CO₂, H₂S y CH₄.
- Bajo contenido también de agua para evitar la corrosión: el CO₂ y otros componentes ácidos como SO₂ o H₂S junto con agua líquida forman ácidos.
- Flujo bifásico: podría ocurrir si el CO₂ se mezcla con componentes con propiedades físicas muy diferentes como por ejemplo Ar, O₂, H₂, H₂S.
- Limitación en cantidad de partículas y componentes que se acumulen en las tuberías.
- Límites de concentración para componentes tóxicos en caso de fuga, como por ejemplo H₂S, COS, CO, SO₂, NO_x, mercaptanos, Hg, etc.

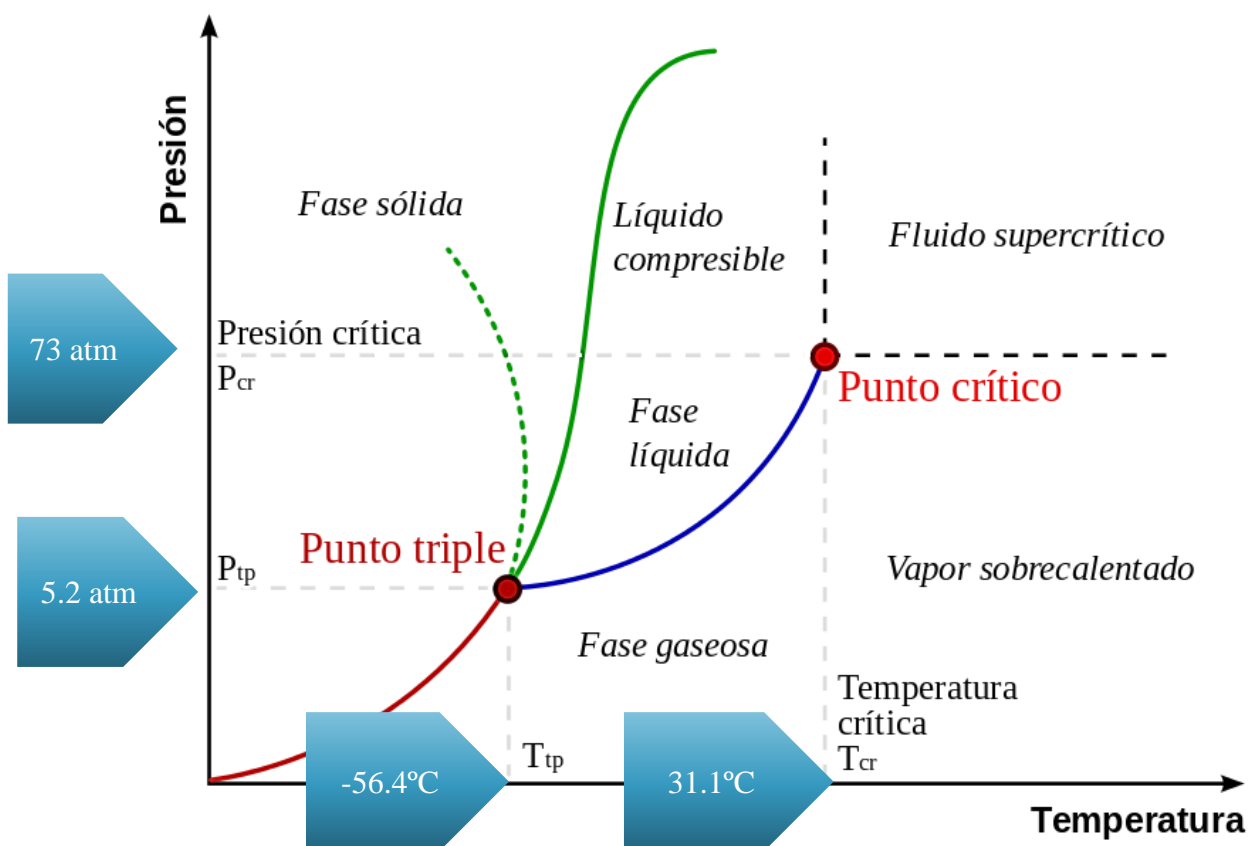
Una vez capturado el CO₂ pasará por diferentes etapas que se encargarán de acondicionarlo para su transporte y su posterior inyección.

- I. Compresión desde la presión de salida del separador hasta la presión más adecuada para su transporte.
- II. Reducción de temperatura.
- III. Transporte por tubería:
 - Transporte en forma gaseosa a baja presión (P < 45 bar).

- Transporte en fase densa ($P > 80$ bar).
- Transporte en estado líquido.

IV. Adecuar la presión y temperatura en el lugar de inyección, para cumplir con las condiciones de las estructuras geológicas.

Entre las diferentes alternativas de transporte destaca el transporte en fase densa/supercrítica, donde la densidad es alta y la viscosidad es baja. Esta se postula internacionalmente como la más apropiada desde el punto de vista técnico, económico y de seguridad. El transporte del CO_2 en estado gaseoso se asemeja al gas natural, en caso de encontrarse en fase densa su comportamiento se asemeja al de un líquido.



Gráfica 4-6: Diagrama de fases del CO_2 .

Es importante evitar el transporte de CO_2 en dos fases (líquido + gas), esto se debe a las siguientes razones; en primer lugar, la cavitación puede ocurrir en caso de que la presión pueda caer por debajo de la presión de saturación formándose burbujas de vapor. Estas burbujas implosionan bajo presiones crecientes, dando lugar a altas velocidades y picos de presión que erosionan el material, produciendo daños en el material y pérdida de fuerza. También pueden aparecer burbujas de vapor en el líquido debido a la ebullición, estas pueden producir turbulencias y daños dentro de la tubería. En segundo lugar, surge la dificultad operativa, al tratarse de un flujo en dos estados diferentes es más difícil el

manejo de compresores, bombas. Por último, en caso de transportar el flujo en dos fases se reducirá la cantidad de flujo transportado. Para evitar estos problemas se debe evitar que la presión se encuentre por debajo de la presión de saturación. Los puntos más críticos del trayecto serán aquellos más altos y en el tramo final de la tubería. En cambio, para otros medios de transportes (camiones cisterna, ferrocarriles y barcos) tienen presiones constantes, que hacen las condiciones del líquido adecuadas.

	Estado Supercrítico	Estado Líquido
Tubería Onshore y Offshore	x	
Ferrocarril		x
Camión cisterna		x

Ilustración 4-35: Elección del estado del fluido en función del transporte.

También es importante que la presión del CO₂ no alcance valores superiores de los 13MPa al final del pozo de inyección.

4.2.2.1. Efectos de las impurezas en el transporte de CO₂

Como ya se mencionó anteriormente el contenido de impurezas depende tanto del combustible como de los procesos de combustión y de captura que se hayan utilizado. Por tanto, es importante conocer cómo se comporta el CO₂ en presencia de ellas y como pueden afectar a las instalaciones.

Tabla 4-8: Principales impurezas que presenta la corriente de CO₂. Fuente: Agrupación de fabricantes de cemento de España.

Agua H ₂ O	Nitrógeno N ₂	Óxidos de Nitrógeno NO _x	Ácido Sulfhídrico H ₂ S
Hidrógeno H ₂	Argón Ar	Metano CH ₄	Dióxido de azufre SO ₂

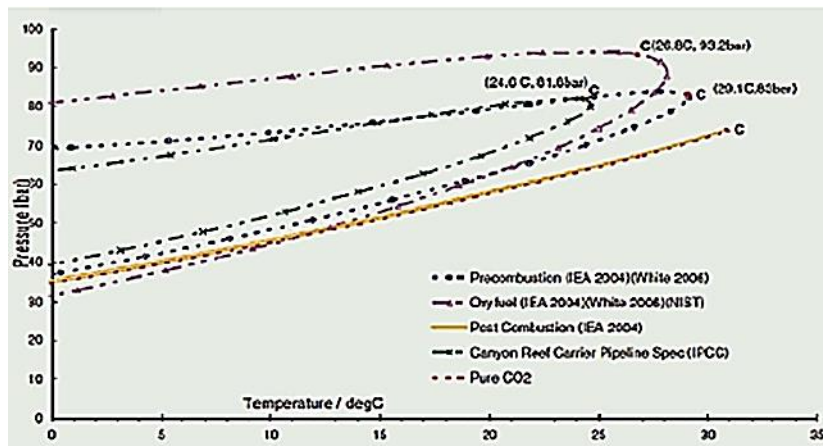
En líneas generales el efecto de estas impurezas provoca la aparición de regiones de equilibrio gas-líquido donde antes únicamente existía una fase de vapor.

Como consecuencia de las modificaciones dentro del diagrama de fases, la temperatura y la presión crítica cambian, haciendo cambiar también la región supercrítica y afectando a las condiciones óptimas del transporte. La combinación del CO₂ con el NO₂ es la única que hace descender la temperatura y la presión crítica y, por lo tanto, aumentando la zona supercrítica. Lo contrario sucede cuando el CO₂ es combinado con H₂, N₂ u O₂.

Tabla 4-9: Efectos de las impurezas sobre la temperatura y presión crítica. Fuente: ENAGAS.

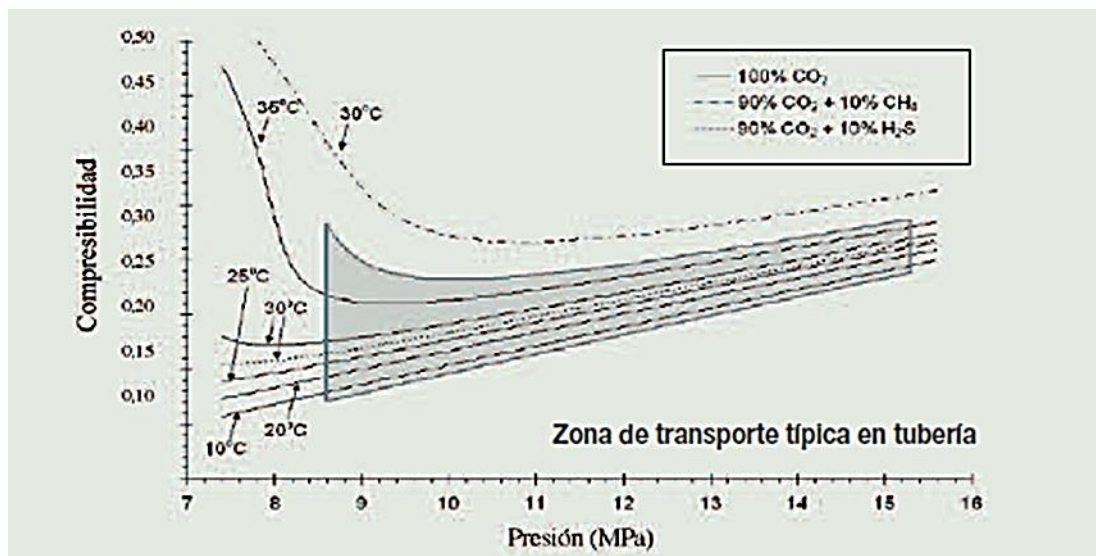
Pureza CO ₂	Temperatura Crítica (°C)	Presión Crítica (bar)
CO ₂ puro	30,97	73,76
CO ₂ + 2% H ₂	30,37	79,05
CO ₂ + 5% H ₂	29,34	87,56
CO ₂ + 2% Ar	29,73	75,71
CO ₂ + 5% Ar	27,77	78,67

Podemos observar Gráfica 4-7 como el punto crítico 'C' varía con la presencia de las impurezas en el flujo de CO₂.



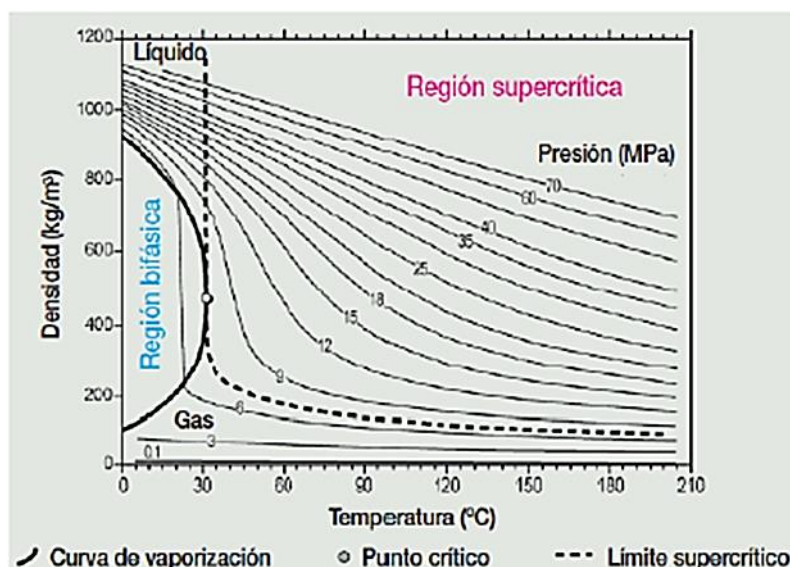
Gráfica 4-7: Diagrama de fases para el CO₂ puro y en presencia de impurezas en función de la tecnología de captura. Fuente: [8].

A continuación, podemos observar que la compresibilidad del CO₂ no es lineal en el rango habitual de transporte en tuberías. Además de verse considerablemente afectada por impurezas, prácticamente todas ellas hacen disminuir la compresibilidad del CO₂. En la siguiente imagen Gráfica 4-8 podemos observar cómo afectan impurezas como CH₄ y H₂S.



Gráfica 4-8: Variación de la compresibilidad en función de la presencia de CH₄ y H₂S. Fuente: [8].

La densidad varía en función de la temperatura y la presión, además de verse afectada por la presencia de determinadas impurezas Gráfica 4-9.



Gráfica 4-9: Variación de la densidad del CO₂. Fuente: [8].

Diversos estudios, como DYNAMIS o Ecofys (Países Bajos), han tratado de determinar la calidad que debe tener el flujo de CO₂, para cumplir con unos estándares de seguridad en las etapas de transporte y almacenamiento. Ecofys únicamente hace referencia a valores de impurezas producidas en centrales de carbón.

Tabla 4-10: Condiciones de calidad de la corriente de CO₂ según Dynamis y Ecofys. Fuente: IEA GHG (2010).

Compuestos	DYNAMIS	ECOFYS
H ₂ O	500ppm	500ppm
H ₂ S	200ppm	<200ppm
CO	2.000ppm	<2.000ppm
O ₂	<4vol%, EOR: 100-1.000ppm	<4vol%
CH ₄	<4vol%, EOR <2vol%	<4vol%
N ₂	<4vol%	<4vol%
Ar	<4vol%	<4vol%
H ₂	<4vol%	<4vol%
SO _x	100ppm	No Crítico
NO _x	100ppm	No Crítico
CO ₂	>95,5%	>95%

Además, en base a estos datos, se han realizado estudios cuyo fin es determinar la afección de los diferentes compuestos que acompañan al CO_2 sobre los componentes de las instalaciones y sobre el medio natural, en caso de su salida al exterior.

La conclusión principal obtenida a partir de estos estudios es que, a excepción del agua, el resto de las impurezas pueden ser permitidas, si se utilizan los criterios de diseño, tipos de materiales y medidas de seguridad aplicados en el ámbito del transporte de gas y de petróleo.

Otras conclusiones por destacar:

- El nivel de agua máximo en el CO_2 es de 500ppm. Esto se debe a que ese nivel de agua lo suficientemente bajo como para reducir los riesgos de existencia de agua libre en la corriente de CO_2 , provocando fenómenos de corrosión en las tuberías y formando hidratos, es decir, componentes sólidos similares al hielo que bloquearían las válvulas. Esta formación de hidratos debe de ser especialmente controlada en los casos de transporte a través de ceoductos por mar a bajas temperatura.
- Por razones de seguridad en caso de vertidos a la atmosfera, se establece un límite de concentración de 200ppm de H_2S .
- Por seguridad y salud, el nivel máximo de CO es de 2000ppm.
- Debido a los posibles efectos de oxígeno en los depósitos subterráneos, se establece un rango límite entre 100 y 1000ppm.
- Por seguridad y salud los niveles de SO_2 y NO_2 en el CO_2 se restringen a 100ppm. Esto se deberá de estudiar en los procesos de purificación en la captura de precombustion debido a que un aumento de SO_2 para el transporte del CO_2 reduce los costes del proceso.
- En general, el volumen total de los gases condensables (N_2 , H_2 , CH_4 , O_2 , Ar) debe de ser como máximo de un 4%. Por el contrario, será necesario restringir tanto como sea posible la cantidad de H_2 ya que incrementa la viscosidad de CO_2 y favorece la perdida de carga en el transporte.
- El metano (CH_4) afecta considerablemente a la solubilidad del agua en el CO_2 , siendo no perjudicial cuando se encuentra por debajo del 5% y con un nivel máximo de agua de 500ppm.

4.2.3. Tipos de transporte

Transporte por tuberías: terrestre (onshore) y marítimo (offshore)

El transporte por tuberías (ceoductos) de CO_2 es considerado hasta la fecha, la solución óptima para realizar transportes a largas distancias, puesto que presenta una conducción dinámica y continua desde la fuente hasta el potencial depósito.

El coste de inversión es importante y muy dependiente del terreno. Dichas tuberías pueden localizarse en el lecho marino a profundidades de 2200m y por zonas rocosas. Las tuberías están constituidas de acero al carbono, siendo el material más recomendable en estos casos.

El transporte de CO_2 mediante tuberías se realiza a alta presión, entre los 8 y 15 MPa, con el fin de mantener el fluido en estado supercrítico. Esto se debe a que cuando se encuentra

en dicho estado, se comporta como si tuviera la densidad de un líquido y la viscosidad de un gas. Por el contrario, si fuera un gas, su volumen específico sería muy elevado, haciendo inviable su transporte por dichas infraestructuras desde un aspecto técnico-económico.

La durabilidad de las tuberías se garantiza evitando la contaminación del CO₂ con sulfuro de hidrogeno. De esta forma se reducirá el efecto de corrosión y se evitará la existencia de fugas, por lo que aumentará la seguridad de la infraestructura.

Cabe destacar que los fallos detectados en el transporte de CO₂ de media son muy reducidos, siendo inferiores a los producidos en el transporte de gas natural. Además, dichos fallos no suelen presentar un gran riesgo para la salud humana.



Ilustración 4-36: Ejemplo de transporte de Gas Natural mediante gaseoducto. Fuente: Wikipedia Imágenes.

Transporte en vehículos: terrestre (camión cisterna y ferrocarril) y marítimo (barco)

El resto de las formas de transporte del CO₂ serían los camiones cisterna, ferrocarriles y barcos. Para estos casos el estado de CO₂ más adecuado para el transporte de este es la licuefacción.

El transporte terrestre tales como camión cisterna y ferrocarril parece una opción inviable por la enorme cantidad de vehículos y/o viajes necesarios para transportar el CO₂ capturado. Esta alternativa se utiliza cuando no existe una infraestructura suficiente para realizarlo o es inviable económicamente. Presenta ventajas al transportar pequeñas cantidades, menores a 100 kt CO₂, o para grandes distancias, 1000km.

Según diversos estudios, se pueden considerar que el transporte en buques podría ser competitivo para distancias superiores a los 500 km. Tiene una mayor capacidad y es más económico.



Ilustración 4-37: Buque [Anthony Veder, 2011]—Camión [Asco CO₂,2010]

Tabla 4-11: Características del transporte de CO₂. Basado en [8].

MEDIOS DE TRANSPORTE TERRESTRES		
Variables a analizar	Tubería Onshore	Camión Cisterna/Ferrocarril
Capacidad de transporte de CO ₂	Flujo constante	Necesidad de almacenamientos internos
Rentabilidad de la capacidad de transporte de CO ₂	Rentables/Optimos	Demasiado caros
Coste de construcción de estructuras	Elevado(terreno montañoso el doble)	Ninguno

Según la experiencia y los estudios realizados, la mejor opción es el transporte en tuberías. El inconveniente principal es la necesidad de crear una infraestructura que pueda transportar el CO₂ y los elevados costes que conlleva, son rentables económicamente cuando se transportan grandes cantidades de CO₂. Debido a esto, el transporte terrestre por ceoductos se convierte en la única alternativa posible, siempre y cuando exista una adecuada planificación.

En cualquier caso, cabe destacar que el transporte no es un factor limite en las tecnologías CAC/CAUC pues el coste es bastante inferior si lo comparamos con el proceso de la captura.

Tabla 4-12: Características del transporte marítimo. Basado en [8].

MEDIOS DE TRANSPORTE MARÍTIMOS		
Variables a analizar	Tubería Offshore	Barco
Competitivos	Sí	Sí
Capacidad de transporte de CO ₂	Amplia	Amplia
Flexibilidad a adaptarse a la capacidad	No	Sí
Flexibilidad a la ruta de transporte	No	Sí
Necesidad de almacenamientos intermedios	No	Sí
Sencillez de manejo del transporte de CO ₂	Si (Logísticas menos complejas)	Complejo
Coste del desarrollo de nuevas infraestructuras	Elevadas inversiones	Menores costes de inversión
Afección al coste por tonelada de CO ₂	Mayor debido a las altas inversiones	Menores debido a las reducidas inversiones

Como conclusión, ambos tipos de transporte marítimos son necesarios para poder tener una amplia flexibilidad y a la vez conseguir la capacidad de manejar grandes cantidades de CO₂.

4.2.4. Similitud entre el gas natural y el CO₂.

El transporte a gran escala de CO₂ es una práctica relativamente reciente con una gran oportunidad al aprovecharse de tecnologías ya existentes en el transporte de gas natural y otros combustibles, cuyas prácticas se encuentran asentadas en la industria. Ambas

tecnologías comparten una base común, pero existen diferencias notables en sus propiedades físicas, químicas y termodinámicas.

Tabla 4-13: Diferencias entre el CO₂ y el Gas Natural. Basado en: Asociación de la Plataforma Tecnológica Española del CO₂.

Propiedades	CO ₂	Gas Natural
Masa Molecular [g/mol]	44	16
Densidad relativa	1,52	0,55
Coefficiente Joule Thompson [20°C y 100bar]	0,07	0,5
Temperatura Crítica [°C]	31	-85
Presión Crítica [bar]	73,84	60
Temperatura punto triple [°C]	-56,6	-182
Presión punto triple [bar]	5,18	0,117
Solubilidad [mg/l]	2000	0,054
Color	Incoloro	Incoloro
Olor	Inodoro	Inodoro
Estado físico [20°C y 100bar]	Líquido (Supercrítico)	Gas
Estado físico [-165°C y 1,013 bar]	Sólido	Líquido
Inflamabilidad [% volumen en aire]	No inflamable	Inflamable

4.2.4.1. El Gas Natural como punto de referencia.

Aspectos técnicos en el diseño de gaseoductos.

El gas natural es una combinación de hidrocarburos, entre los cuales predomina el metano (CH₄). El gas natural una vez introducido en el sistema gasista español cumple con ciertas especificaciones. Se transporta en alta presión (>16 bar), la presión de diseño de las diferentes instalaciones se encuentra en torno a 72 y 80 bar, la temperatura es de unos 12°C y no supera 15m/s. Pero, además, ha de cumplir con unos estándares de calidad regidos por las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista.

De igual forma, cuando se transporte el CO₂ será necesario disponer de unas especificaciones de calidad (limitar el grado de impurezas). Como ya se vio en capítulos anteriores, existen varios estudios que tratan de estipular los criterios a cumplir; Dynamis y Ecofys.

Existe una serie de especialidades que son comunes a ambas tecnologías:

Tabla 4-14: Especialidades técnicas comunes en el diseño de redes de transporte de fluidos. Fuente: [8].

Terreno y trazado	Conducción	Instalaciones auxiliares
Topografía	Diámetro	Estación de Protección Catódica (EPC)
Geología y Geotécnica	Material	Estacione de Regulación y/o Medida (ERM/EM)
Hidrología	Espesor	Estación de Compresión (EC)
Impacto Ambiental	Revestimiento	Sistema de comunicación y control (I&C)
Métodos Constructivos	Produndidad	Trampas de rascadores
Ordenación del Territorio	Protección Catódica	Válvulas de derivación e interceptación
Expropiación	Cruces o Zonas especiales	Acometidas eléctricas
Infraestructuras Previas	Caudal	Telemida y telemando

El principal condicionante es el terreno, el mejor trazado vendrá determinado por la orografía, pero también influirán aspectos medioambientales, infraestructura preexistente, ocupación del terreno etc.

Los gaseoductos son obras lineales basadas en tuberías enterradas a una profundidad determinada, respetando en cualquier caso el Reglamento de Redes y Acometidas de Gases Combustibles y sus ITC's así como la norma *UNE-60.305-83* aplicada a canalizaciones de acero para combustibles gaseosos y en la que se definen las "Zonas de Seguridad y Coeficientes de Cálculo según el Emplazamiento", y la norma *UNE-60.302-74*, que aplica a canalizaciones para combustibles gaseosos y en la que se definen las "Categorías de Emplazamiento".

Tras establecer el trazado se debe definir el diámetro, material, y espesor óptimo, en base a los caudales previstos y las posibles derivaciones. Existen otros condicionantes a la hora de definir el espesor como son: desastres naturales, grado sísmico, sobrecargas etc. Además, ha de tenerse en cuenta los coeficientes de seguridad en todo momento.

Para el cálculo del espesor de diseño de la tubería la fórmula más general es:

$$e = \frac{P \times D}{2 \times \sigma_t \times F \times C}$$

P = Presión Interna [Kg/cm^2].

D =Diámetro Externo [mm].

σ_t =Esfuerzo de Trabajo del Acero [Kg/cm^2]

F = Coeficiente de cálculo.

C = Factor de eficiencia soldadura.

Una vez calculado se debe comprobar frente a cargas externas como peso propio, cargas del terreno, sobrecargas del terreno, grado sísmico, térmicas etc. Tras esto se recalcula el espesor y se ajusta al espesor comercial disponible.

Existen instalaciones complementarias a la tubería y a las válvulas que ayudan con la gestión;

- Estación de Protección Catódica (EPC): Se trata de una instalación que se encarga de mantener el potencial eléctrico del acero por encima de un umbral determinado que evite problemas de corrosión.
- Estación de Regulación y/o Medida (ERM/EM): Instalaciones cuyo objetivo es la medida del volumen, el caudal y la energía, y en caso de ser necesario, regular la presión del gas.
- Estación de Compresión (EC): Se encarga de comprimir el gas para compensar la pérdida de carga (caídas de presión).

El cálculo de la pérdida de carga para gases se obtiene a partir de:

$$P_1^2 - P_2^2 = 51.5 \times d_s \times L \times Q^{1.82} \times D^{-4.82}$$

P_1 y P_2 = Presiones absoluta inicial y final (bar).

d_s = Densidad del gas ($\approx 0,60$)

L = Longitud del tramo (m)

Q : Caudal de gas (m^3/h), en condiciones normales.

D = Diámetro interior de la tubería (mm)

- Sistema de comunicación y control (I&C): son sistemas auxiliares que permiten la transmisión de señales y la comunicación entre diferentes instalaciones del gaseoducto, así como de la gestión y operación en modo remoto del conjunto del sistema de trasponte (Sistema SCADA).

Como ya se ha mencionado anteriormente, las tuberías y los diferentes accesorios son fabricados generalmente en acero al carbono. Este material reúne ciertas características, alto límite elástico, elevada relación carga de rotura/límite elástico, adecuada tenacidad a la fractura, buena soldabilidad.

Para asegurar la integridad y durabilidad de las tuberías, además de las EPC, las tuberías son revestidas externamente con materiales especiales (adhesivos epoxídicos, polietileno) que eviten el contacto directo del acero con el terreno. En general en zonas de relieve complicado las tuberías son protegidas con mantas geotextiles y apoyos especiales para evitar daños en los revestimientos.



Ilustración 4-38: Construcción de un gaseoducto. Fuente: ENAGAS.

4.2.4.2. Aspectos técnicos diferenciales en el diseño de ceoductos

Las tecnologías sobre el transporte de gas natural son la mejor herramienta disponible para el desarrollo de futuras infraestructuras para el transporte de CO₂. Sin embargo, existe la necesidad de determinar todas aquellas propiedades que distinguen ambos fluidos, y así poder amoldar dicha tecnología a las necesidades propias del CO₂.

La mayor parte de los aspectos diferenciales entre el transporte de CO₂ y el transporte de gas natural residen en sus propiedades químicas y físicas:

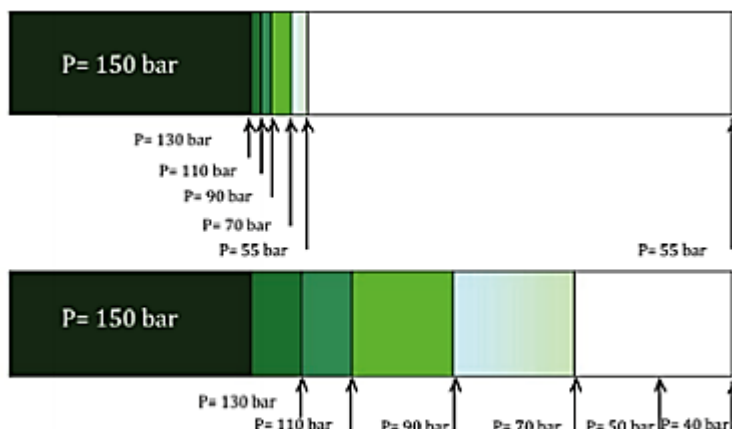
- La elección del trazado más óptimo en ceoductos es mucho más compleja que en el transporte de gas natural. Esto se debe a que, en condiciones ideales de transporte, la densidad del CO₂ es parecida a la de un líquido entre 0,7 y 0,8 t/m³. Por consiguiente, se deben controlar las variaciones de presión de la corriente de CO₂, debido a los cambios de altitud, que podrían inducir a la presencia de flujo bifásico (líquido-vapor).
- Tanto la disminución de la eficiencia en el transporte, como los daños ocasionados en las partes móviles de las válvulas y en las bombas, serán más pronunciados con el aumento de la fase gaseosa de CO₂.

Para evitar la formación de doble fase (líquido-vapor) y por ende la pérdida de eficiencia en el transporte y las roturas de válvulas, bombas, etc., se deberá garantizar una presión de diseño muy superior a la del gas natural, con el fin de asegurar que durante todo el ceoducto la presión esté por encima de la crítica. El cálculo de dicha presión de diseño estará directamente influenciado por la altura piezométrica y las pérdidas de carga. Como norma general, se suelen considerar presiones de 140 bar y superiores.

Abundando en la idea anterior, es importante destacar que, el contenido de impurezas presentes en el CO₂, modifican su comportamiento ante la variación de presión. Como consecuencia, provoca que cuanto mayor sea el contenido de impurezas mayor tendrá que ser la despresurización.

Esta despresurización se realiza por medio de una serie de compresores. Dadas las características del CO₂, el número de compresores necesarios en una red de ceoductos

deberá ser mucho mayor a la de los gaseoductos. Esto se debe a que en el caso del CO₂, la despresurización será más rápida.



Gráfica 4-10: Diferencias entre la despresurización que sufre el GN y el CO₂. Fuente: Transporte de CO₂ por tubería Fundación Gas Naturas, ENAGAS.

- El flujo de CO₂ en presencia de determinadas impurezas posee una mayor capacidad de corroer las tuberías, que en el caso del gas natural.
- De especial importancia es que tanto el acero de las tuberías como los materiales plásticos utilizados tengan la suficiente capacidad de resistir el flujo de CO₂ en su transporte.
- Utilización de sistemas adicionales a los de telemando y telecontrol usados en el transporte de gas natural. Estos sistemas complementarios tienen como objetivo la detección de fugas.

4.2.5. Diseño, construcción y operación de conducciones de CO₂.

Para proyectar el trazado o red de tuberías existe una serie de características para tener en cuenta. Es imprescindible conocer datos básicos del fluido a transportar; naturaleza del fluido, estimación del caudal a transportar, nodos en el trazado, materiales, mecanismos de estanqueidad, necesidad de bombas, compresores, motores, así como sus potencias. Por supuesto, el trazado de la propia infraestructura, el diámetro, espesor, viscosidad del fluido, densidad, compresibilidad, temperatura y presión crítica.

Propiedades físicas:

- La densidad del CO₂ es muy próxima a la del agua, por tanto, todos los cambios de dirección se deberán tener en cuenta en el cálculo de las conducciones. Por el contrario, una alta compresibilidad relativa del fluido reduce los derivados del golpe de ariete.
- Cuando la concentración de CO₂ sea alta se deben considerar los posibles riesgos que conllevaría una fuga en áreas muy próximas a zonas habitables. Por esto habrá que tomar medidas adecuadas tanto preventivas como correctoras.

Propiedades termodinámicas:

- El CO₂ en fase supercrítica presenta la viscosidad de un gas y la densidad de un líquido, reuniendo así unas condiciones óptimas para el transporte de este. Sin embargo, mantener el fluido en fase supercrítica supondría tener que mantener una temperatura superior a 31°C durante todo el proceso. Teniendo en cuenta que, en España, y a una profundidad por encima del metro, donde se encontraran dichas tuberías, la temperatura media bajo la que se encontraran será de 12°C, sería necesario aislar y caldear la conducción. Esto encarecería los costes de construcción y operación. Por tanto, habrá que optar por transportar el CO₂ en fase densa, manteniendo para ello una presión mayor a la crítica (74 bar). Mantener la presión por encima de la crítica en todos los puntos de la red, implicará que la presión de diseño se encuentre entorno a 100bar-140bar, esta última para zonas montañosas con grandes desniveles, caso de España.

Materiales

Todas las conducciones de CO₂ que actualmente están en operación han sido fabricadas con acero al carbono, sin embargo, se deben tener en cuenta:

- La presencia del agua.

Como se vio anteriormente la presencia de agua es un condicionante crítico para considerar tanto en el diseño como en la etapa de operación, debe ser controlado para así mantener dicha presencia dentro de unos límites establecidos.

Es importante que tras la prueba hidráulica vaciar y secar perfectamente la conducción y garantizar que no existan restos de agua en zonas bajas del trazado, válvulas derivaciones, accesorios, equipos.

Otro problema importante y que se encuentra asociado a la presencia de trazos de agua es la formación de hidratos. Estas sustancias pueden presentar riesgo de obstrucción de válvulas o incluso la propia tubería.

- Revestimiento interno.

A diferencia de las conducciones de gas natural, en los ceoductos no es necesario el revestimiento interno contra la corrosión, siempre que se evite la presencia de agua en fase líquida.

- Prevención y control de la fractura.

Los riesgos asociados a la rotura en conducciones de CO₂ son diferentes a los que presentan otros fluidos, el CO₂ a diferencia de otros es capaz de suministrar energía suficiente para que la fractura se propague tras su iniciación, sin embargo, los mecanismos de regulación y control son los mismos.

Los aspectos para considerar son: prevención de la fractura frágil y dúctil, resistencia al inicio de la fractura y limitación de la longitud de propagación de la fractura dúctil.

La presencia de impurezas hace necesario aumentar la resistencia a la fractura y limitar la dureza máxima. Esto se lleva a cabo mediante tratamientos de Hydrogen Corrosion Cracking (HCC) y Sulfide Stress Cracking (SSC).

Será necesario caracterizar mecánicamente los aceros mediante ensayos específicos para determinar la forma de la fractura y su mecanismo de propagación. Será preciso el empleo de aceros con un elevado grado de resiliencias a bajas temperaturas.

- Lubricantes y grasas.

Se emplearán lubricantes y grasas que sean compatibles y que mantengan sus características tras periodos prolongados de exposición y en contacto con la corriente de CO₂.

- Polímeros elásticos o elastómeros.

Los polímeros elásticos son utilizados en sellos, juntas de válvulas y accesorios roscados. La presencia de estos con la corriente de CO₂ puede provocar una degradación del elastómero. En caso de sufrir una descompresión rápida, estas tendrán que soportar temperaturas muy bajas.

Es importante imposibilitar la difusión por su interior del CO₂ puesto que, en caso de caída de presión rápida, se producirían fenómenos de descompresión explosiva.

4.2.6. Riesgos e impactos.

El transporte del CO₂, a pesar de tener importantes singularidades debido a las propiedades fisicoquímicas del CO₂, en fase densa por ceoductos posee similitudes con el transporte por tuberías de cualquier gas o líquido.

Riesgos intrínsecos del CO₂.

Los riesgos del CO₂ sobre la salud son debidos a su composición química y a sus propiedades físicas a temperatura y presión atmosférica.

Tabla 4-15: Riesgos que presentan los componentes de la corriente de CO₂. Basado en [8].

Componentes	Propiedades												
	Seguridad y salud	Capacidad	Soluble en agua	Formación de hidrato	Materiales	Fatiga	Fractura	Corrosión	Operaciones	Inflamable	Inodoro	Incoloro	Toxico
CO ₂	●	●	●	●	●	●	●	●	●		●	●	
H ₂ O				●	●	●	●	●	●	●		●	
N ₂		●	●								●	●	
O ₂			●					●		●	●	●	
H ₂ S	●	●			●	●	●	●		●		●	●
H2		●	●				●			●	●	●	
SOx	●		●					●				●	●
CO	●		●							●	●	●	●
CH ₄		●	●						●	●	●	●	
NO _x	●		●					●					●
Ar	●	●	●								●	●	

4.2.6.1. *Análisis de riesgos en la fase de diseño*

En la fase de diseño se pueden distinguir dos grandes áreas de análisis:

La primera de ellas es la selección de trazados. Desde el punto de vista de la seguridad, es necesario establecer criterios de distancias que deben mantenerse con respecto a los núcleos urbanos. La *ISO 13623* es la normativa correspondiente a los gaseoductos. En ella se establece unas categorías sobre localizaciones en función de la densidad de viviendas, incluyendo los factores de seguridad para el cálculo de los espesores de las tuberías.

es necesario considerar los lugares por donde se dispondrán los tramos de las tuberías, concretamente aquellos tramos que se encuentren en zonas de valle, ya que en caso de producirse una rotura o fuga en la tubería el CO₂ podría acumularse.

Como medidas de seguridad, se establecen también criterios para la implantación de válvulas de seccionamiento a determinadas distancias.

La segunda área de análisis es el mecánico-hidráulico. La hidráulica en las condiciones de transporte, los regímenes ordinarios (arranques, paradas, etc.) se ven condicionadas por la composición de las impurezas del CO₂ en la selección de materiales y por el diagrama de fases del CO₂.

La seguridad de los materiales elegidos en las tuberías depende principalmente de la resistencia a la corrosión, afectando a tuberías, accesorios, revestimientos, válvulas, equipos regulación y medida, etc.

Desde el punto de vista de la seguridad, los condicionantes hidráulicos se relacionan directamente con la resistencia y la tenacidad de los materiales. Además de una adecuada gestión del sistema ante posibles cambios de fase del CO₂ para la prevención de la formación de hidratos, afectando al correcto funcionamiento de los sistemas de seguridad (válvulas de corte, alivio de presión, etc.).

Ambas partes del diseño se encuentran relacionadas entre sí. Se recomienda aumentar la resistencia y tenacidad de las tuberías en el caso de transporte del CO₂, debido a que, en caso de fuga, el CO₂ se descomprime y expande a mucha más velocidad que el gas natural, produciendo largas fracturas. Colocando anillos anti-rotura y válvulas de seccionamientos se disminuirán los efectos de la fractura.

4.2.6.2. *Análisis de riesgos en la fase de construcción.*

Los riesgos en la fase de construcción de los ceo-ductos son en su gran mayoría iguales a los de los gaseoductos u oleoductos.

Los riesgos para la seguridad y salud son los que ms inciden en la fase de construcción de las infraestructuras de las tuberías de transporte. Estos riesgos vienen regulados y desarrollados en la Ley de prevención de Riesgos Laborales.

Esto mismo pasa con los riesgos medioambientales, los cuales están estudiados en la Declaración de Impacto Ambiental.

4.2.6.3. *Análisis de riesgos en la fase de operación y mantenimiento.*

La puesta en marcha es el periodo que requiere un mayor análisis de riesgo, esto es debido a la existencia de un tiempo de transición en el cual coexiste el flujo inicial de aire o

nitrógeno usado en tareas previas con CO₂ introducido hasta conseguir el llenado total con valores de presión adecuados.

Tras la puesta en marcha del ceoductos, se debe desarrollar un sistema de gestión. Este sistema debe englobar todos los procedimientos de operación, mantenimiento y emergencia.

Este análisis deberá tener en cuenta operaciones normales tales como:

- Transporte en condiciones uniformes y continuas.
- Control de presiones.
- Balances de masa y energía.
- Revisión diaria de equipos y sistemas.

Además de operaciones en condiciones no habituales como:

- Fluctuaciones anormales del flujo.
- Contaminación del flujo por entrada de composiciones no previstas.
- Pérdidas de señales en el sistema de telemando y control.
- Pérdida del sistema de comunicación.
- Operaciones de mantenimiento correctivo.
- Caídas de tensión eléctrica.
- Cierre brusco de válvulas.
- Obturación y bloqueo de equipos.
- Respuesta ante posibles emergencias (roturas, fugas, etc.).

4.2.7. Proyectos de Transporte de CO₂

Existen numerosas instalaciones en el mundo para el transporte de grandes cantidades de CO₂, generalmente de origen natural y cuyo objetivo principal es la inyección en campos de petróleo con el fin de aumentar el grado de recuperación de las reservas (Enhanced Oil Recovery; EOR).

EE. UU., país pionero en este tipo de tecnologías, destaca por contar aproximadamente con 5600km de ceoductos, con un diámetro de tuberías superior a las 30 pulgadas. Dichos ceoductos transportan de forma global alrededor de 50 Mt por año de CO₂.

La compañía Hydro Gas & Chemicals, en Noruega, realiza transporte en barco de CO₂, unos 300.000-350.000 toneladas, suponiendo cerca de 290 viajes anuales cuya capacidad es de 1.125 t por vehículo.

Tabla 4-16: Ceoductos en el mundo. Fuente: Basado en [8].

Nombre del Ceoducto	Operador	Longitud [km]	Diametros [m]	Capacidad [Mt/año]	País
NEJD	DenburyResources	295	0,5		EE.UU.
Cortez	KinderMorgan	808	0,8	19,3	
Bravo	BP	350	0,5	7,3	
TranspetcoBravo	Transpetco	193	0,8	3,3	
SheepMountain1	BP	296	0,5	6,3	
SheepMountain2	BP	360	0,6	9,2	
CentralBasin	KinderMorgan		0,4 y 0,6	11,5	
Este	ExxonMobil	191	0,3 y 0,4	4,8	
WestTexas	Trinity	204	0,2 a 0,3	1,9	
SACROC		354	0,4	4,2	
Weyburn	DakotaGasificationCompany	330	0,3 a 0,4	4,6	
CanyouReefCarriers	KinderMorgan	225	0,4	4,6	
BatiRaman	TurkishPetroleum	90	0,0	1,1	Turquía
Snøvit	StatoilHydro	153	0,2	0,7	Noruega

En la lucha con la reducción de las emisiones de gases invernadero Europa aprobó como PIC's varios proyectos en infraestructuras ceoductos. Además, han conseguido la financiación por parte de los CEF (Connecting Europe Facility).

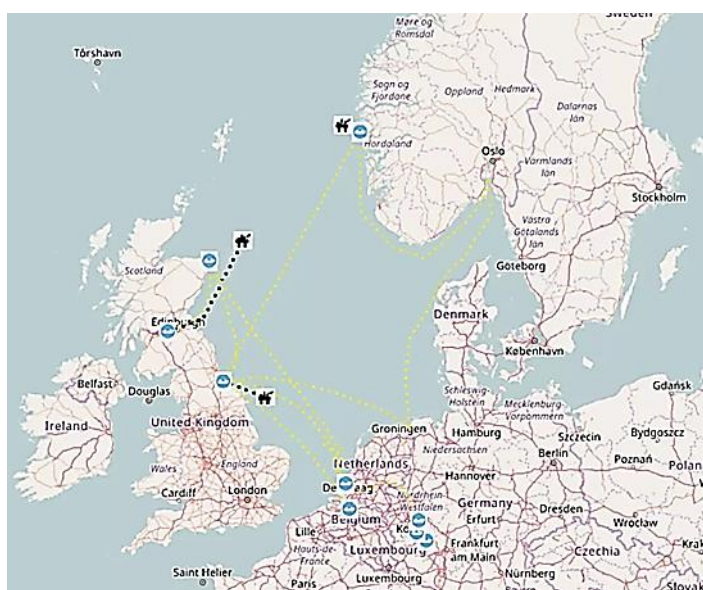


Ilustración 4-39: Situación y trayectos de los futuros proyectos en Europa. Fuente: Wikipedia Imágenes.

▪ ERVIA Cork CCUS

Se trata de un proyecto que quiere desarrollar infraestructuras para el transporte y almacenamiento de CO₂, desde una refinería en Irlanda (Kinsale Head) y dos ciclos combinados de gas hasta un almacenamiento geológico local. También incluye un almacenamiento de respaldo para posibles futuros centros de captura de CO₂. El valor máximo se estima en 300Mt/CO₂.

El proyecto incluye un gaseoducto hasta las instalaciones portuarias, instalaciones en el puerto para la exportación y la importación de CO₂, una planta de condensación y evaporación, un almacenaje intermedio e instalaciones de compresión y expansión para cargar y descargar.

▪ CO₂TransPorts

Este proyecto establece infraestructuras para el transporte y almacenamiento de CO₂ a gran escala desde tres de los puertos más importantes de Europa: el Puerto de Rotterdam, Amberes y el Puerto del Mar del Norte.

Se desarrollará en tres fases. Las dos primeras proporcionarán infraestructura de transporte de CO₂ hasta 10 MtCO₂/año. Sin embargo, los estudios existentes indican que puede ser necesaria una capacidad adicional en el futuro. Por eso se deja la puerta abierta a la Fase 3, que se valorará más allá de 2030.

▪ CO₂ Sapling Acorn

La compañía escocesa Pale Blue Dot Energy, utilizará gaseoductos ya existentes en el Mar de Norte, que ya no son necesarios para el uso del petróleo, como una infraestructura de transporte dedicada para el CO₂ capturado. Esto reducirá significativamente el coste financiero del proyecto.

Estas tuberías se reutilizarán únicamente para el transporte de CO₂ antropogénico a los sitios de almacenamiento permanente en el Mar del Norte. Se iniciará utilizando los almacenes y fuentes de CO₂ existentes en Reino Unido antes de que se amplíe para conectarse con las fuentes alrededor del área del Mar del Norte y de toda la UE a través de su transporte en barcos cisterna entre Reino Unido, los Países Bajos, Bélgica y Noruega.

▪ Northern Lights PCI

Este proyecto establece una conexión de transporte de CO₂ entre varias fuentes y su almacenamiento en Noruega. Se almacenará en tanques y después será enviado mediante tuberías a una capa submarina (*estructura Johansen*) que se encuentra a unos 3.000m bajo el fondo marino. Capacidad de al menos 100Mt de CO₂ durante 20 años.

▪ ATHOS

Se trata de una infraestructura desde Europa continental (área de Ruhr de Alemania) e Irlanda (ciclos combinados de Aghada y Whitegate y la refinería de petróleo de Irving) hasta ubicaciones de almacenamiento de CO₂ en la zona holandesa del Mar del Norte.

El proyecto es necesario por dos razones:

- Abarca áreas industriales muy grandes, tanto en los Países Bajos (el triángulo IJmuiden-Alkmaar-Amsterdam, el área de Rotterdam y en el interior del grupo cerca de Sittard-Geleen) como al otro lado de la frontera (el grupo industrial cerca de Amberes, Bélgica y la industria pesada y química de la zona del Ruhr, Alemania). En un radio de 200 km, estas fuentes de emisión de CO₂ acumulan aproximadamente 260 Mt/CO₂/año.
- La otra razón es que tiene fácil acceso a una abundante capacidad de almacenamiento de CO₂, campos de gas natural agotados.

4.3. ALMACENAMIENTO DEL CO₂

El almacenamiento geológico del CO₂ es la etapa final de todo el proceso CAC. Este CO₂ puede ser posteriormente utilizado. En este caso, deja de ser un residuo para convertirse en un producto con un valor económico.

Una vez que el CO₂ es capturado y transportado hasta el punto de almacenamiento, es comprimido e inyectado mediante pozos de inyección en el subsuelo a más de 800m de profundidad. En estas condiciones, el CO₂ se comporta como líquido adquiriendo mayor densidad y por tanto ocupando menor volumen. En caso de almacenarlo en otras condiciones, por ejemplo, en superficie, para almacenar toda la cantidad producida de CO₂ durante un año en España, se necesitaría de un almacén de 350km de diámetro por 200m de altura. En cambio, de almacenarlo en profundidad (>800m y comportándose su densidad como la de un líquido), ese volumen se reduciría hasta 500 veces.

Los sumideros artificiales serán aportados por la propia naturaleza. Para ello solo es necesario cumplir con unas series de condiciones. La roca almacén deberá ser una roca altamente porosa, con alta permeabilidad, que contenga agua salada, con profundidades de al menos 800m para que el CO₂ se mantenga como fluido. Por encima de la roca almacén se encuentra la roca sello, una roca impermeable, con un espesor suficiente como para impedir que el CO₂ ascienda hacia la superficie.

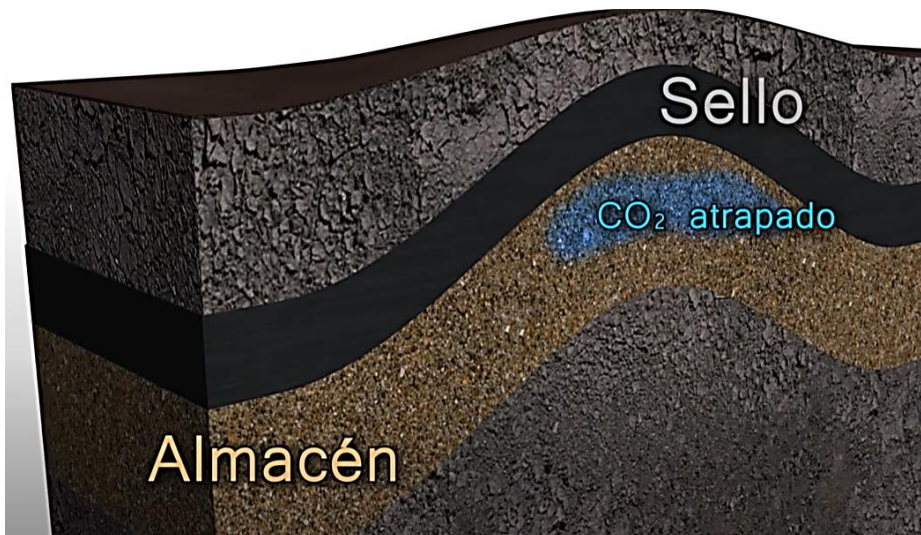


Ilustración 4-40: Esquema de almacenamientos subterráneos de CO₂. Fuente: Wikipedia Imágenes.

Mientras que la roca almacén absorbe el agua y lo almacena a modo de esponja, las rocas sello no permiten el paso del agua a su espacio poroso, permaneciendo estanca en la superficie.



Ilustración 4-41: Ejemplo sobre la absorción de una roca almacén y una roca sello. Izquierda: roca almacén- Derecha: roca sello. Fuente: Wikipedia Imágenes.

El CO₂ comprimido puede ser inyectado en formaciones rocosas porosas del subsuelo mediante métodos ya conocidos y utilizados en las industrias del gas natural o petróleo- tecnología aplicada a nivel mundial-, la inyección de gases ácidos- tecnología aplicada en Canadá- o la inyección del propio CO₂ en las técnicas de recuperación de petróleo (EOR).

Para optimizar todo lo posible la capacidad del depósito es conveniente almacenarlo en estado supercrítico.

Como ya se vio en capítulos anteriores, el CO₂ en estado supercrítico tiene propiedades intermedias entre un gas y un líquido:

- Por encima del punto crítico su densidad se parece más a los líquidos que a los gases, por lo que la misma masa ocupa menos volumen.
- Su viscosidad es mucho más baja que la de los líquidos, por lo que tiene mejores propiedades dinámicas que éstos.
- Tiene muy baja tensión superficial lo que facilita su penetrabilidad a través de las formaciones porosas.
- Alta difusibilidad, que facilita su transporte a través de la roca.
- Mayor compresibilidad que los líquidos.

El CO₂ ejerce un gran papel en la estabilización térmica del planeta, permanece 200 años en la atmósfera sin ser asimilado por mecanismos naturales. La presencia del CO₂ es necesario siempre y cuando se encuentre en unos rangos de concentración adecuados, permitiendo así que el planeta sea habitable. Una disminución brusca de CO₂ convertiría al planeta en un gran bloque de hielo, y por el contrario un aumento excesivo de las concentraciones de CO₂ provocaría una reducción de la emisión de calor a la atmósfera, aumentando la temperatura del planeta

Las emisiones de CO₂ se compensan de forma natural por diversos mecanismos, conocidos como sumideros naturales tales como océanos y bosques. Los efectos invernadero (etapas interglaciares) y edades de hielo (etapas glaciares) se han sucedido a lo largo de la historia de la tierra. Estos efectos coinciden con las oscilaciones naturales en las concentraciones de CO₂ en la atmósfera terrestre.

Sin embargo, desde los años 50 la población se ha multiplicado por 4 y el consumo energético por 80.

Las cantidades de CO₂ en la atmósfera registradas son muy superiores a las registradas en los últimos 400000 años. Por esta razón, los sumideros naturales no son capaces de contrarrestar estos excesos. Además de que, en los últimos 15 años la concentración de CO₂ ha aumentado 10 veces más rápido. Por tanto, se necesitan de sumideros artificiales para su almacenamiento.

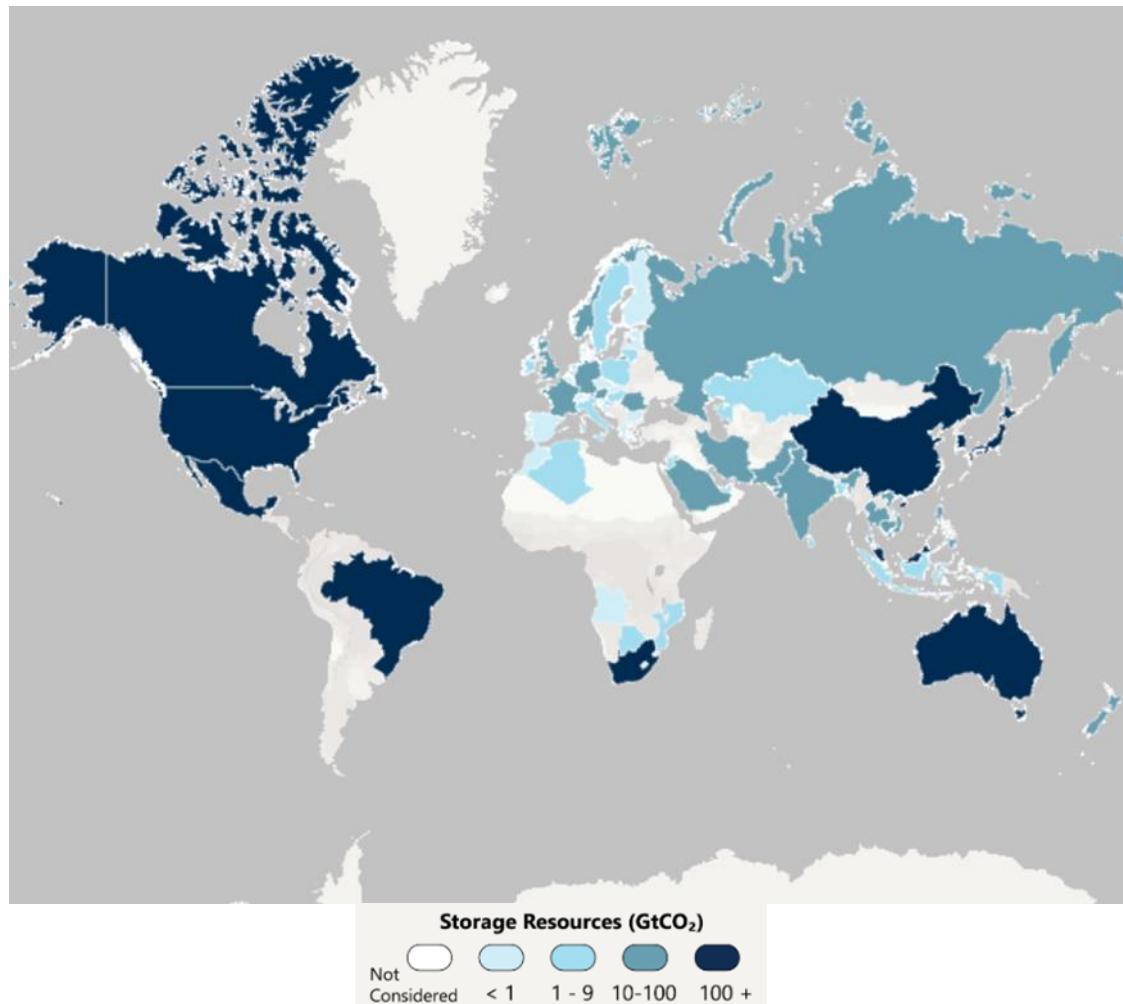


Ilustración 4-42: Países con potencial en recursos de almacenamiento. Fuente: Global CCS Institute.

Las principales opciones de almacenamiento son:

Almacenamiento oceánico: Esta técnica se basa en depositar grandes cantidades de CO₂ a alta presión en el fondo marino cuyo fin es que la propia capa de agua mantenga el CO₂ confinado.

Dada la gran extensión que existe de fondo marino, esto permitiría el almacenamiento de grandes cantidades de CO₂. En la actualidad existen posicionamientos en contra entorno a esta práctica.

El problema más evidente es el cambio de pH del medio marino, esto podría derivar en importantes afecciones en los organismos submarinos.

A nivel internacional se han eliminado los obstáculos jurídicos para llevar esta práctica a cabo, mediante El Protocolo de Londres y EL Convenio sobre Protección del Medio Marino del Nordeste Atlántico (Convenio OSPAR). Sin embargo, el almacenamiento

oceánico presenta una percepción social más reservada que si lo comparamos con el almacenamiento geológico. Además de ser menos aceptado desde el punto de vista medioambiental, es más cara.

Almacenamiento por carbonatación mineral: se establece como una forma acelerada de erosión de rocas silicatadas naturales. Este tipo de almacenamiento está basado en la reacción de CO₂ con silicatos ricos en Mg, Ca y Fe, para poder formar minerales carbonatados geológicamente estables y medioambientalmente no perjudiciales, permitiendo así poder almacenar CO₂ en forma estable y sólida.

Silicato + CO₂ + H₂O → Carbonato de metal + Ácido silícico

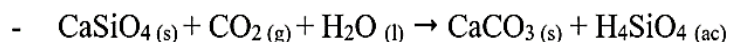
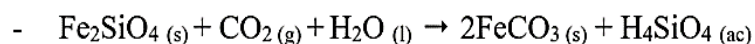
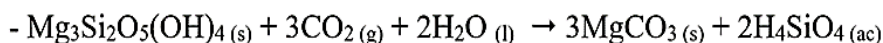
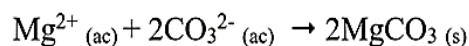
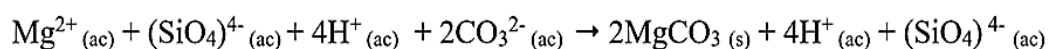
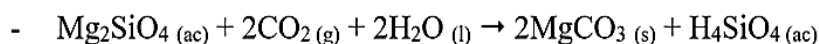


Ilustración 4-43: Carbonatación Mineral. Fuente Sanna, Uibu, Kuusik y Caramanna (2014) Silva (2017).

Generalmente son los silicatos ricos en metales alcalinotérreos, ya que poseen ciertas características que favorecen al proceso.

El proceso de carbonatación es un proceso exotérmico, por lo que no necesita la aportación de energía externa.



Ilustración 4-44: Proceso de Carbonatación de Hidróxidos y cantidad de energía expedida. Fuente Sanna, Uibu, Kuusik y Caramanna (2014) Silva (2017).

Los componentes más reactivos para esta mineralización son los óxidos de metales divalentes, Ca y Mg, presentes generalmente en forma de silicatos, para producir piedra caliza (CaCO₃) o dolomía (MgCO₃). Estos lugares no requieren de mucho control y los riesgos asociados son bajos.

La localización y ubicación de grandes extensiones de este tipo de rocas resulta conveniente cuando existen grandes potencias productoras de CO₂ cerca.

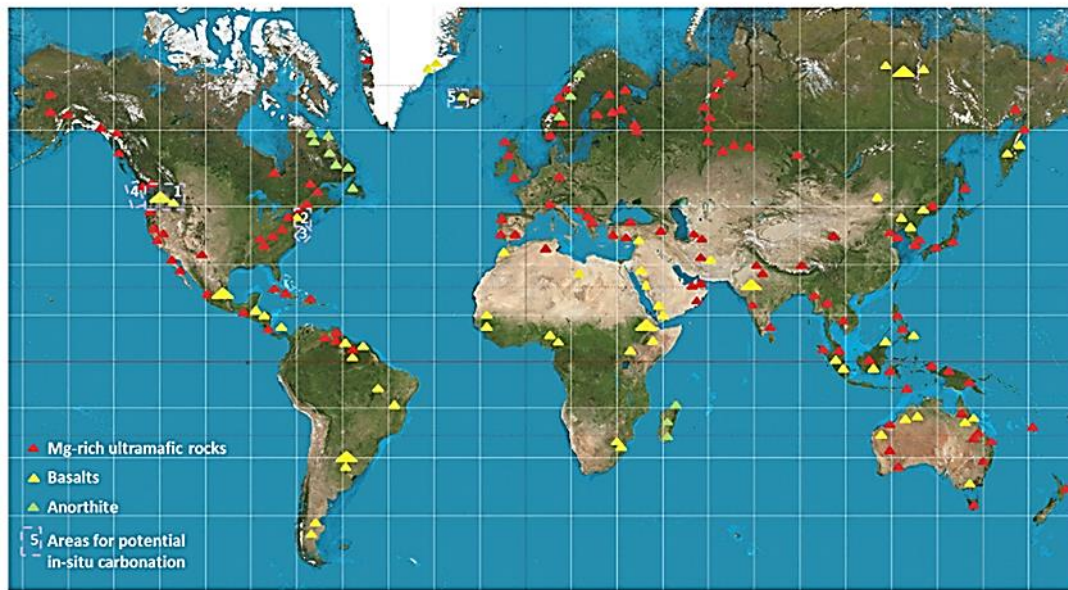


Ilustración 4-45: Fuentes de minerales utilizables. Fuente Sanna, Uibu, Kuusik y Caramanna (2014).

Este mecanismo está probándose en el subsuelo de Islandia, Proyecto Carbfix (2011-2017) y Proyecto Carbfix2 (2017-2020). Los resultados de dichas pruebas son altamente satisfactorios en lo que respecta al tiempo de mineralización. En Islandia, el CO_2 es inyectado en el basalto volcánico, del que está compuesto la mayor parte de la isla, rico en Ca y Mg.

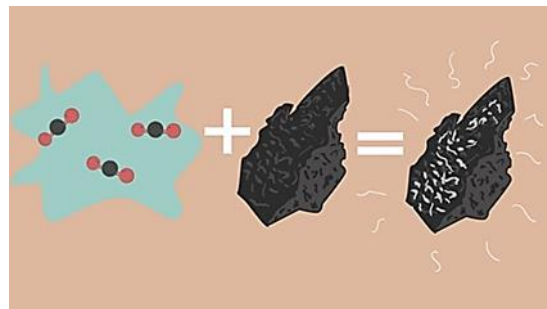


Ilustración 4-46: Antes y después: el basalto poroso (izquierda) y el basalto con el CO_2 mineralizado en los poros.



Ilustración 4-47: Planta energética capaz de transformar CO_2 en roca Islandia- Fuente: Wikipedia Imágenes.

Existe una alternativa a este proceso y es la carbonatación mineral acelerada, se lleva a cabo a través de un reactor. Para esto, se hará uso de las oportunidades ofrecidas por las nuevas tecnologías de captura de CO₂, como es la obtención de corrientes de CO₂ puro a elevadas presiones. El proyecto debe ensayarse inicialmente a escala laboratorio en un régimen discontinuo y a temperaturas relativamente altas (150°C-200°C) y altas presiones (150-200bar), cuyo objetivo es determinar las condiciones óptimas de operación.

Almacenamiento Geológico: consiste en la inyección del CO₂ antropogénico en determinadas formaciones geológicas del

subsuelo. Esta idea parte de las acumulaciones de hidrocarburos que han permanecido retenidas en formaciones geológicas durante largos periodos de tiempos.

Según las características de las formaciones se pueden distinguir los siguientes tipos de almacenes: almacenamiento en acuíferos salinos, almacenamiento en yacimientos de gas y petróleo, y almacenamiento en capas de carbón. Existen otros, por el momento se encuentran en etapa de investigación, almacenamiento en cavidades salinas por disolución o los hidratos de gas.

El almacenamiento geológico es actualmente la opción más estudiada y más viables en las tecnologías de secuestro de CO₂.

4.3.1. Tipos de almacenes geológicos

4.3.1.1. *Acuíferos salinos*

Se trata de un método eficaz para limitar las emisiones de CO₂ de carácter industrial. Es el método más adecuado para el caso español y es aceptado universalmente, pero aún falta completar y desarrollar diversas metodologías y tecnologías para que sea viable.

Estos almacenes están conformados por rocas porosas y permeables que contienen agua salada (salmuera) entre sus granos (areniscas), o en las fracturas y cavidades (carbonatos). Estos pueden encontrarse a diferentes niveles a lo largo de la columna geológica y en todas las cuencas sedimentarias del mundo, aunque su extensión y características pueden variar ampliamente (Bentham, 2005).

Los acuíferos salinos son considerados como los de mayor capacidad de almacenamiento de CO₂, muy por encima de las demás alternativas.

Este tipo de formaciones se encuentran aisladas y a profundidades mayores que los acuíferos de agua dulce o potable. Debido a su salinidad y su elevada profundidad no son un recurso hídrico económicamente viable.

En general, los métodos y técnicas para la caracterización de un almacenamiento geológico proceden de la industria del petróleo y del gas, con algunas modificaciones o adaptaciones, se están utilizando actualmente para la caracterización de almacenes de CO₂. No obstante, una vez comenzada la inyección, la monitorización y seguimiento de la evolución del CO₂ en el interior de la roca almacén requiere de nuevas tecnologías. Otras necesidades importantes respecto a estas metodologías son las relativas a: la caracterización de las formaciones que constituyen el sello (integridad, porosidad, permeabilidad, etc.); la influencia de las características geoquímicas de las formaciones

almacén y sello en el comportamiento a largo plazo del sistema; el mecanismo de entrapamiento del CO₂ y la capacidad del yacimiento. (Andrés Pérez-Estaún)

Acuíferos salinos cerrados y acuíferos salinos abiertos o regionales.

Pueden formarse en zonas profundas con agua salada comunicadas o no con la superficie. Una formación así necesita de una trampa estructural de tipo anticlinal o estratigráfica donde el CO₂ quede atrapado, ya que el CO₂ tiene tendencia a ascender debido a la diferencia de densidades con el agua de la formación. Por lo que esa trampa actuará como barrera o sello.

En formaciones extensas que carecen de trampas estructurales o estratigráficas, cabe la posibilidad de la existencia de alguna conexión con la superficie. Esta situación no afecta la seguridad del almacenamiento que está garantizada por la distancia entre el punto de inyección y el punto en el que la formación almacén se comunica con la superficie. En estos casos, el almacenamiento es iniciado desde el punto de inyección con relleno para las pequeñas estructuras e irregularidades que existen en el techo de la formación con más capacidad de retención, dando lugar a migraciones laterales, que ocurre lentamente.

De esta manera se puede hablar de acuíferos abiertos o cerrados. En caso de que el CO₂ sea inyectado en una trampa estructural o estratigráfica, denominado acuífero cerrado, el tiempo para inmovilizar esa cantidad de CO₂ es el mismo que el periodo de inyección; si el CO₂ se inyecta en un acuífero abierto, el tiempo de atrapamiento del gas transcurre después del cese de la inyección. En este contexto, un acuífero cerrado se define como uno en el que el CO₂ alcanza los bordes del acuífero antes que la inyección cese, mientras que en un acuífero abierto el CO₂ puede migrar, debido a las diferencias de densidad entre el gas y el agua de formación, sin alcanzar nunca los bordes del acuífero (Bachu, 2015).

La selección de estas formaciones se hace en base a unos criterios que se han de cumplir.

Tabla 4-17: Características de los almacenes. Basado en: Basado en [9].

CARACTERÍSTICAS GEOLOGICAS DE LOS ALMACENES
Adecuada Porosidad, Permiabilidad y Salinidad
Tener una capa suprayacente, impermeable al flujo vertical del CO ₂
Una profundidad suficiente < 800 m
Un tamaño (potencia y extensión) lo suficientemente grande como para almacenar la cantidad de CO ₂ que permita la viabilidad económica del almacén.

El movimiento de la pluma de CO₂⁴ se monitoriza mediante campañas geodésicas realizadas a diferentes intervalos de tiempo, tienen como objetivo vigilar el desplazamiento de CO₂ y comprobar la efectividad de la capa geológica de sellado.

Simulaciones matemáticas y estudios indican que el destino del CO₂ es disolverse en el agua de formación que ocupa el poro, que será más pesada y tenderá a hundirse en la formación, haciendo así que el escape del CO₂ sea más difícil.

Analizando los almacenamientos geológicos se pueden determinar algunas ventajas e inconvenientes, estos se encuentran a continuación.

⁴ La pluma de CO₂ es el volumen de dispersión de CO₂ en la formación geológica.

Tabla 4-18: Ventajas e inconvenientes de los almacenamientos geológicos. Basado en: [9].

VENTAJAS	INCONVENIENTES
Mayor capacidad de almacenamiento, especialmente en España y otros países no petroleros.	Conocimiento menos profundo de la formación (petróleo, gas y carbón).
Pueden existir almacenamientos de hidrocarburos en este tipo de formaciones.	Necesidad de diseñar y construir todas las instalaciones de superficie
	Incertidumbre sobre la capacidad del acuífero de almacenar CO ₂ , que se está inyectando.

4.3.1.2. Yacimientos de gas y petróleo.

Esta opción presenta varias ventajas con respecto a los acuíferos salinos, pero la escasa capacidad de estos almacenamientos, limitados por el tamaño de las estructuras trampas de los hidrocarburos, han convertido esta opción como práctica para aumentar la productividad de los yacimientos de hidrocarburos.

Dependiendo del grado de explotación, la inyección de CO₂ dará lugar a recuperaciones secundarias, terciarias o su almacenamiento permanente.

En países como EE. UU o Canadá esta práctica es llevada a cabo desde los años 70. En la actualidad EE. UU inyecta alrededor de 25 Mt/año de CO₂ en proyectos EOR. En Europa, países como Croacia, Hungría, Polonia y Turquía cuentan con experiencia en estas prácticas.

El principal existo de estos proyectos es la prolongación de la vida útil de los yacimientos de crudo, incrementando el grado de recuperación. De acuerdo con lo que indica el Instituto Geológico de Estados Unidos, 2017 (USGS), este grado puede verse mejorado desde un 5% a un 15% del OOIP⁵ incluso pudiendo alcanzar el 18% del OOIP como en el Mar del Norte. Y se espera llegar hasta el 20% del OOIP en un futuro próximo. Existen una serie de factores que intervienen en esta mejora como el grado de miscibilidad del CO₂ en el crudo, la eficiencia en el barrido del crudo y la posibilidad de reacciones entre el CO₂ y las formaciones, tal como ocurre en las rocas carbonatadas.

En estos proyectos entre el 50 y 70% del CO₂ es reinyectado en el yacimiento para reducir costes, el resto queda almacenado por diversos mecanismos. Combinar los proyectos EOR con las tecnologías CAC puede conseguir mejorar la relación coste/ beneficio, objetivo que se cumple en la mayor parte de los casos, aunando con una reducción de las emisiones a la atmosfera de CO₂.

⁵ OOIP: Original Oil in Place.

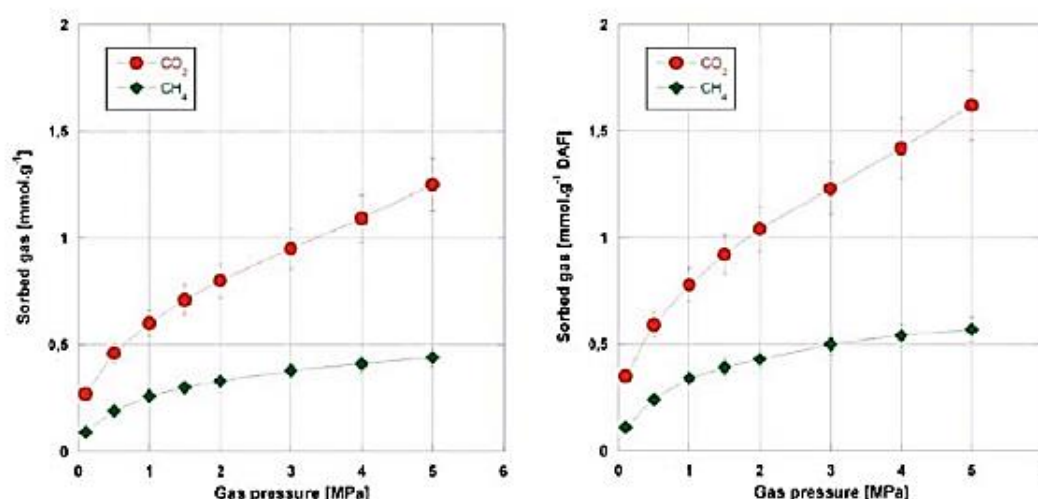
Tabla 4-19: Ventajas e Inconvenientes de los almacenamientos de tipo yacimiento de gas y petróleo. Fuente: [9].

VENTAJAS TÉCNICAS	VENTAJAS ECONÓMICAS	INCONVENIENTES
Existencia de una trampa geológica segura y eficaz.	Menores inversiones en exploración, en perforación e instalaciones de superficie, ya que podrían reutilizarse proyectos.	Posibilidad de fugas a través de los pozos abandonados o viejos.
Mayor conocimientos de las propiedades y las características geológicas, geomecánicas y físicas de los yacimientos (EOR).		Factores económicos del proyecto, como la antigüedad de las instalaciones y su profundidad.
Conocimientos en los comportamientos de los fluidos, sus características, movimiento y presiones dentro del yacimiento.	Mejora de la relación coste/beneficio, incrementando la producción del crudo. (EOR/CAC)	El almacenamiento de CO ₂ en campos de gas entra en competencia con los almacenamientos geológicos de gas natural, sobre todo en zonas con escasez de almacenes geológicos.
La existencia de modelos ya probados y calibrados, para predecir el comportamiento dinámico de los fluidos naturales (hidrocarburos, aguas de formación) presentes en el yacimiento.	Mejora de la relación coste/beneficio, incrementando la producción del gas. (EGR/CAC)	No todos los yacimientos de hidrocarburos son adecuados para el almacenamiento de CO ₂ .
		Disponibilidad cercana de fuentes de CO ₂ .

4.3.1.3. Capas de carbón.

Este método se basa en la capacidad que tienen distintos gases, como el metano, el CO₂, nitrógeno, etc., a desprenderse durante el proceso de carbonización, quedando finalmente retenidos en el carbón. Esto es debido a que el carbón actúa simultáneamente como roca madre y roca almacén.

De los gases mencionados anteriormente, el metano es el principal componente de las capas de carbón, encontrándose retenido mediante dos mecanismos posibles; absorbido en las superficies internas del carbón y en los poros y fracturas, siendo esta segunda la forma principal de retención del metano en el carbón.



Gráfica 4-11: Curva de adsorción de gas de la capa 12-13 del Pozo Montsacro (Asturias) para CO₂ y CH₄ a 25 °C. A la izquierda, muestra seca con cenizas y a la derecha, muestra seca libre de cenizas (Proyecto CARBOLAB, 2013).

Tal y como se puede observar en dicha curva, a temperatura constante, el volumen de gases absorbidos por el carbón aumenta con la presión. Además, la capacidad de absorción de CO₂ por el carbón es siempre superior a la del metano.

Otros factores influyentes en la capacidad de absorción del gas pueden ser el grado de maduración del carbón, el contenido en impurezas y macerales.

Al inyectar CO₂ en una capa de carbón, el metano es expulsado, quedando CO₂ retenido en el sistema poroso. Debido a este principio básico de funcionamiento, esta técnica es muy ventajosa ya que la inyección de CO₂ provoca la producción de metano y, por ende, un beneficio económico. El metano contenido en el carbón ya se aprovechaba desde los años 90, extrayéndose mediante la inyección de gases por medio de pozos, proceso que se denomina ECBM. Sin embargo, la totalidad del metano nunca se puede extraer.

Durante la absorción de CO₂ se produce el hinchamiento de los granos que conforman el carbón, de esta forma se cerraran las fracturas, reduciéndose la permeabilidad y por consecuencia disminuyendo la capacidad de inyección de CO₂. Este fenómeno sumado a la baja permeabilidad que ya de por sí tiene el carbón, este es el principal problema de esta técnica. Una posible solución a dicho problema sería aumentar la superficie de inyección a partir de la fracturación del macizo, el control de la presión de inyección, y la ejecución de sondeos siguiendo la trayectoria de la capa. Se estima que la cantidad de CO₂ absorbida por el carbón se encuentra entre el 50-70% del valor calculado mediante la isoterma de Langmur, debido a la variación de presión y al barrido de gas a lo largo de la capa de carbón. (Bromhau et al.2005).

Analizando esta técnica de almacenamiento geológico se pueden determinar algunas ventajas e inconvenientes, estos se encuentran a continuación.

Tabla 4-20: Ventajas e inconvenientes de los almacenamientos geológicos en capas de carbón. Basado en: [9].

VENTAJAS	INCONVENIENTES
Técnica muy desarrollada en la identificación y caracterización de cuencas de carbón.	Reducida permeabilidad de la capa de carbón.
Aumento de la relación coste/beneficio con la técnica ECBM.	Hinchamiento producido al absorber el CO ₂ .
Reducción de los costes en instalaciones ya que se emplean las minas de carbón existentes.	La inyección del CO ₂ en las capas de carbón, reduciría la extracción de carbón, al ser un recurso de explotación.
Elevada estabilidad del CO ₂ en las capas de carbón.	Reducida potencia y extensión lateral en comparación con los acuíferos salinos profundos.
Poca profundidad para el almacenamiento.	

4.3.2. Almacenes comerciales y proyectos piloto.

Acuíferos Salinos.

El primer proyecto que demostró la viabilidad tecnológica de este tipo de almacenamientos fue Sleipner (Cavanagh et al., 2015). El campo de gas de Sleipner en el Mar del Norte, produce gas natural con una concentración muy elevada de CO₂ (9%), estando muy por encima de los requerimientos de los compradores de gas. Esto junto los precios impuestos en las emisiones de CO₂ a la atmósfera han obligado a la compañía a tomar la decisión de separar el CO₂ del metano que producen.

En los 90 España comenzó con los estudios teóricos sobre la posibilidad de almacenamientos de CO₂ en áreas puntuales y restringidas, pero es el 2013 cuando comienzan las investigaciones a escala nacional, con el acuerdo CIEMAT-IGME para investigaciones sobre almacenes geológicos a través de la Plataforma CIEMAT. En el 2009 se firma un acuerdo entre el Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio), y el Instituto Geológico y Minero de España (Ministerio de Ciencia e Innovación) que permite llevar a cabo el Plan de Selección y Caracterización de Áreas y Estructuras Favorables para el Almacenamiento Geológico de CO₂ en España (Plan ALGECO2). Se han desarrollado estudios geológicos a nivel regional y nacional cuyo objetivo es identificar formaciones y estructuras, que reúnan las condiciones y capacidades requeridas para ser considerados posibles almacenamientos, teniendo en cuenta su cercanía con algunas grandes emisoras de CO₂, considerando los acuíferos salinos como primera opción. El proyecto finalizó en 2014 con la entrega de la segunda parte del ALGECO2 por parte del IGME, sintetizado en la publicación del “Atlas de Estructuras del Subsuelo Susceptibles de Almacenamiento geológico de CO₂ en España”, y que ha supuesto un importante esfuerzo de revisión y actualización de la geología del subsuelo español proporcionando una imagen más detallada de la capacidad total de almacenamiento en nuestro país.

También, la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN), tiene como objetivo de demostrar que el almacenamiento geológico es técnicamente factible y medioambientalmente seguro.

La Fundación gestionó varios proyectos entre los cuales se encontraba el OXY-CFB-300, o Proyecto Compostilla, junto con ENDESA. Este proyecto estaba parcialmente financiado por el Plan Energético para la Recuperación Económica y consistió en dos fases: primera, relacionada con el desarrollo tecnológico de toda la cadena implicada en CAC/CAUC y segunda parte, relacionada con la construcción de un proyecto comercial integrado.

Dentro de la primera fase del proyecto se desarrollaron varias infraestructuras, entre ellas La Planta de Desarrollo Tecnológico para almacenamiento geológico de CO₂ en Hontomín (provincia de Burgos), primer proyecto a escala piloto en España. Este almacén está formado por carbonatos en los que su porosidad es muy baja. La planta está orientada al desarrollo de proyectos y actividades de investigación, estando entre sus objetivos el desarrollo de estrategias y procedimientos de inyección eficientes y seguros. Entre 2014 y 2015 se llevó a cabo la fase de caracterización hidráulica del par sello-almacén, en la que se inyectó salmuera y un total de 2.400 toneladas de CO₂, mediante la inyección continua y en pulsos de salmuera, CO₂ y sus mezclas. Los resultados de los ensayos han mostrado que la inyección en fase líquida es la más eficiente, pero al mismo tiempo requiere de medidas más exigentes.

En 2016 comenzó el proyecto europeo Enabling Onshore CO₂ Storage in Europe (ENOS), fue financiado con fondos del Programa Horizonte 2020, en el que participaron 20 organismos de investigación y universidades de toda Europa. Hontomín es uno de los cuatro pilotos demostrativos incluidos en el referido proyecto, y el único que está en fase de inyección. Se espera que durante el desarrollo del proyecto se lleguen a inyectar otras 10.000 toneladas de CO₂ que permitirán validar junto con los socios europeos metodologías existentes, desarrollar metodologías nuevas (en el ámbito de la gestión de riesgos, por ejemplo) y de buenas prácticas.

ENDESA, por su parte, ha desarrollado un programa propio de búsqueda de almacenes en las cercanías de sus centrales.

Tabla 4-21: Resumen proyectos comerciales y proyectos piloto de almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos actualmente en el mundo. Fuente: Global CCS Institute, 2017.

Nombre	Localización	Industria	CapacidadTotal (Mt)	Estado	Escala
Sleipner CO ₂ Storage	Noruega	Tratamiento de gas natural	1.000	Activo	Comercial
Snøhvit CO ₂ Storage	Noruega	Tratamiento de gas natural	700	Activo	Comercial
Quest	Canadá	Producción de hidrógeno	1.000	Activo	Comercial
Illinois Industrial CCS	EE. UU.	Producción de etanol	3.400 - 4.000	Activo	Comercial
Hontomín	España	-	10	Activo	Piloto
CO ₂ CRC Otway	Australia	-	100	Activo	Piloto
Ketzin	Alemania	-	67	Activo	Piloto
PCSP Zululand	Sudáfrica	-	oct-50	Diseño	Piloto



Ilustración 4-48: El campo Sleipner en el Mar del Norte. (Foto: Harald Pettersen / Equinor).

Yacimientos de hidrocarburos.

El uso de CO₂ en procesos de mejora en la producción de petróleo - EOR- se lleva a cabo desde los años 70, donde la compañía de tratamiento de gas natural Val Verde Natural Gas Plant, Texas, EE. UU se encargaba de separar el CO₂ para posteriormente mandarlo, a través de gaseoductos, hasta los campos petrolíferos maduros donde se inyectaba. Esta planta, ahora conocida como Terrel, sigue activa con una actividad de 0.5 Mt/año.

Actualmente, la mayor planta operativa de captura de CO₂ para EOR es la Plant (Pecos County, Texas) con una capacidad de 8,4 Mt/año. Otro país potencial en esta práctica es Canadá, en el yacimiento de Weyburn, cuya capacidad ronda los 3Mt/año.

El CO₂ es capturado de una planta de gasificación de carbón, en Dakota del Norte, tras esto se transporta por medio de una tubería de unos 325 km, con una pureza del 95%, y, posteriormente, es inyectado en el yacimiento a razón de 5.000 t/día. El proyecto estima obtener una recuperación adicional del 10% del OOIP, es decir, 130 millones de barriles.

En 2017 se habían almacenado ya unos 35 Mt de CO₂, que corresponde a más del 75% de lo que las simulaciones arrojaron como capacidad total (45,15 Mt de CO₂).

Fuera de Norteamérica, los proyectos comerciales de inyección de CO₂ en yacimientos de gas o petróleo son todavía limitados. Pero destacan los siguientes:

Viabilidad Económica de Proyectos CAC/CAUC en España.

Tabla 4-22: Proyectos comerciales de CO₂ en proyectos de EOR actualmente en el mundo (Global CCS Institute, 2017).

Nombre	Localización	Industria	Capacidad Total (Mt)	Estado	Escala
Terrell Natural Gas Processing Plant	EE. UU.	Tratamiento de gas natural	0,5	Activo	Comercial
Enid Fertilizer	EE. UU.	Fertilizantes	0,7	Activo	Comercial
Shute Creek Gas Processing Plant	EE. UU.	Tratamiento de gas natural	7	Activo	Comercial
Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale	Canadá	Gas natural sintético	3	Activo	Comercial
Century Plant	EE. UU.	Tratamiento de gas natural	8,4	Activo	Comercial
Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS	Brasil	Tratamiento de gas natural	1	Activo	Comercial
Boundary Dam Carbon Capture and Storage	Canadá	Generación electricidad	1	Activo	Comercial
Uthmaniyah CO ₂ -EOR Demonstration	Arabia Saudí	Tratamiento de gas natural	0,8	Activo	Comercial
Abu Dhabi CCS (Phase 1 being Emirates Steel Industries)	Emiratos Árabes	Siderurgia	0,8	Activo	Comercial
Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL")	Canadá	Fertilizantes	1,5-3	En construcción	-
Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration	China	Química	0,4	En construcción	-
Sinopec Qilu Petrochemical CCS	China	Petroquímica	0,5	En desarrollo	-
Lake Charles Methanol	EE. UU.	Química	4,2	En desarrollo	-

Capas de carbón

En la actualidad no existen proyectos comerciales operacionales, aunque sí existen diversos proyectos piloto y de demostración. A nivel europeo destacan los siguientes:

Tabla 4-23: Proyectos piloto sobre almacenamientos de CO₂ en las capas de carbón. Basado en: [9].

Proyecto	Año	Resultado
RECOPOL-Quinto Programa Marco (Pagnier, H. J. M. 2005),	2001-2005	Constató una reducción de la permeabilidad del carbón durante la inyección, debido al hinchamiento.
MOVECBM- Sexto Programa Marco (Bergen, F. 2009).	2006-2008	Constató que el almacenamiento de CO ₂ es estable y puede ser un método viable, aunque existen todavía incertidumbres que hay que evaluar.
COALSWAD-(Schieferstein, E. 2013),	2008-2011	Se constató que la adsorción de CO ₂ es mayor cuanto mayor es el rango del carbón.
CARBOLAB-Liderado por Humosa	2009-2013	Realizó un ensayo a escala reducida de ECBM en una capa de carbón del Pozo Montsacro en Asturias una capa de carbón del Pozo Montsacro en Asturias.
GHG2E	2011-2015	Mejoras en la eficiencia del drenaje del metano en economías emergentes como China e India y desarrollar nuevas técnicas para este tipo de almacenes en Europa.
TOPS-(Otto, C. and Kempka, T., 2015).	2013-2016	Investigaciones sobre procesos acoplados de generación de gas en la propia capa de carbón y el almacenamiento de CO ₂ .

En referencia al proyecto CARBOLAB, que podemos ver en la Tabla 4-23, fue un consorcio internacional entre países europeos, España, Francia y Polonia y lo lidero HUMOSA.

Su objetivo fue realizar un ensayo a escala reducida de ECBM en una capa de carbón del Pozo Montsacro en Asturias. Para este proyecto, se buscó una capa en una zona sin actividad minera con una infraestructura adecuada de fácil acceso (Vidal-Gilbert, S. et al. 2011). La capa elegida fue denominada C12-13, tiene una potencia media de 2,5 m y disposición subvertical, estaba situada a 464 m bajo la superficie, con una concentración de metano de 7,8 m³/t. La infraestructura disponible corta a la capa de forma perpendicular, dejando una altura sin explotar de unos 100 m. La lejanía de la zona de explotación la convierte en idónea para realizar estos ensayos. Se realizaron sondeos de caracterización y monitorización (Lafortune, S., 2014), con distintas herramientas de medición geofísica y geoquímica para el seguimiento del comportamiento del CO₂ inyectado (Gal, F., 2014) (Canto Toimil, N., 2009).

4.3.3. Mecanismos de atrapamiento.

La seguridad en el emplazamiento y almacenamiento del CO₂ reside en los mecanismos de confinamiento de CO₂. Para una mayor seguridad será importante combinar tanto las trampas físicas como las químicas.

4.3.3.1. *Trampas físicas.*

Los mecanismos de retención se basan en propiedades físicas. Dentro de estas, destacan:

Atrapamiento estructural o estratigráfico.

Se basan en la flotabilidad del CO₂ cuando se encuentra en estado supercrítico al ser más ligero que el agua. Por medio de este efecto, el CO₂ tiende a ocupar los poros inferiores a formaciones impermeables (roca sello), debido a la imposibilidad de migrar de forma vertical o lateral.

Los tipos de trampas estructurales suelen ser anticlinales, bloques de falla y estratigráficas entre otros, Ilustración 4-49.

Es importante no excederse de la presión óptima de inyección del CO₂, para evitar la creación de fracturas en las formaciones impermeables (roca sello) o la reactivación de fallas.

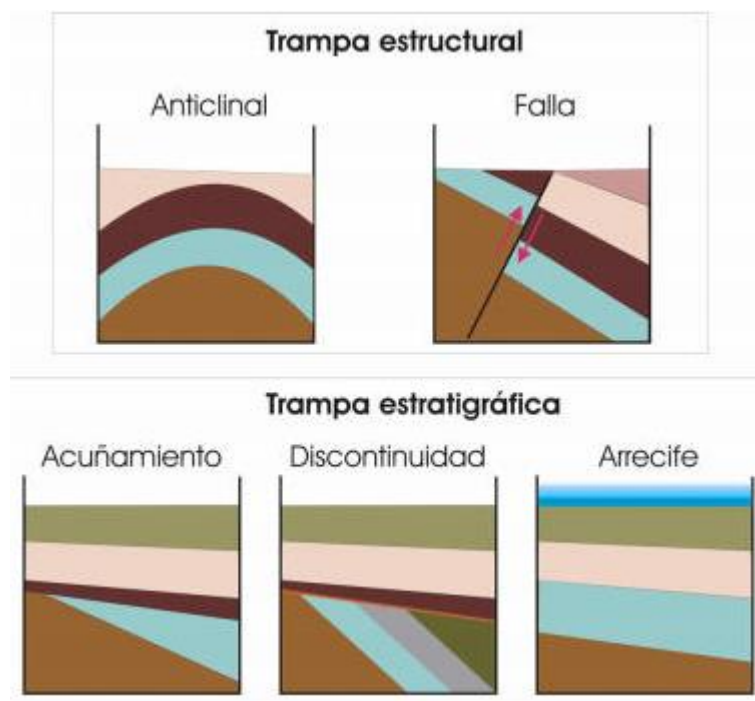


Ilustración 4-49: Tipos de estructuras geológicas. Fuente: B.Llamas 20.

Atrapamiento hidrodinámico

Se basa en la inyección del CO₂ en la parte inferior del estrato de confinamiento en acuíferos profundos. El CO₂ en fase miscible o inmisible es transportado mediante un flujo hidrogeológico natural durante tiempos de miles a millones de años. Esto se debe a que la velocidad típica del flujo es del orden de cm/año, mientras que la formación presenta decenas o centenas de km.

Dependiendo del estado en que se encuentre el CO₂, la velocidad será diferente. En estado gaseoso al ser menos viscoso, su velocidad será mayor que en estado líquido-salmuera.

Atrapamiento residual.

El atrapamiento residual o por capilaridad se debe a la retención del CO_2 migratorio a través de la formación en el espacio intergranular como consecuencia de las fuerzas capilares (tensión superficial).

Básicamente es el confinamiento de burbujas de CO_2 entre los poros, mientras que el resto del CO_2 migra a través de la matriz rocosa.

Debido a este mecanismo, se estima que entre un 5-30% del flujo total inyectado de CO_2 es confinado en los poros. Esto depende del volumen de roca a través de la cual se desplaza.

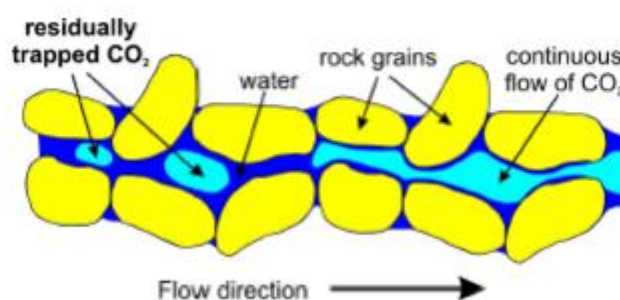


Ilustración 4-50: Atrapamiento residual de CO_2 . Fuente: Kali y Gibson Poole, 2008.

4.3.3.2. Trampas químicas.

Atrapamiento por disolución.

Se fundamenta en la solubilidad del CO_2 supercrítico en el agua. El CO_2 inyectado se disolverá de forma gradual en el agua de la formación e incluso en petróleo si lo hubiese. Esta disolución podrá ser de forma total o parcial dependiendo del tiempo, la presión, la temperatura y la saturación del CO_2 en el agua.

La disolución del CO_2 en el agua aumentará cuanto mayor sea la superficie de contacto entre ellas.

Si los fluidos migran muy lentamente a lo largo de grandes distancias, una mayor cantidad de CO_2 será disuelta. La disolución provocará un desplazamiento del CO_2 hacia niveles inferiores del almacén, dependiendo de la permeabilidad y las heterogeneidades existentes ya que la salmuera irá aumentando su densidad y, a largo plazo, la disolución se producirá más por mezcla convectiva que por difusión. (Bachu y Carroll, 2004)

Atrapamiento mineral.

Se basa en las reacciones químicas existentes entre el CO_2 , el agua de la formación y la roca almacén. Estas reacciones dan lugar a la formación de minerales carbonatados como la calcita, dolomita o siderita.

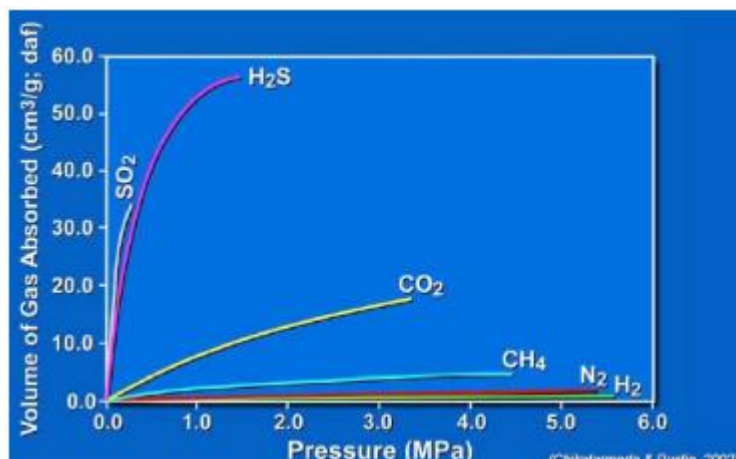
La cinética de las reacciones es muy lenta, produciéndose a lo largo de decenas o centenas de años. Además, este tiempo de actuación estará influenciado por la mineralogía de la formación, el tipo de fluido y de la interacción que ocurre.

Se suele considerar al atrapamiento mineral un mecanismo de confinamiento permanente, aunque su baja velocidad de actuación hace que otros mecanismos actúen antes.

El atrapamiento mineral es la forma más segura ya que el CO_2 adquiere su forma de mayor densidad y queda inmovilizado. Sin embargo, la precipitación de nuevos minerales puede afectar significativamente a la capacidad de almacenamiento de dicho mecanismo.

Atrapamiento por adsorción.

Producido cuando el CO_2 es absorbido en carbones o en pizarras ricas en materia orgánica. Esto se debe a que el carbón tiene una afinidad por el CO_2 dos veces superior a la del metano (CH_4) localizado abundantemente en las capas de carbón, facilitando su remplazo y el subsiguiente secuestro de CO_2 .



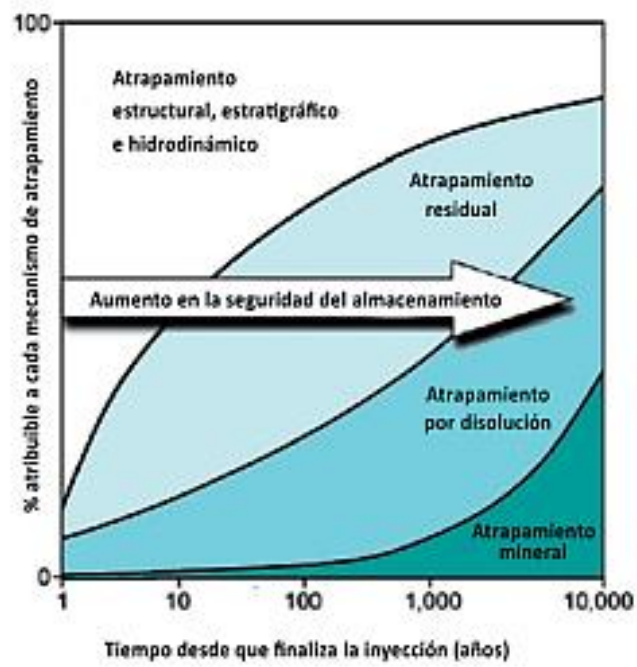
Gráfica 4-12: Absorción de distintos gases por el carbón. Fuente: Chikarmanla & Bustin, 2003, en Pashin et al., 2003.

Este mecanismo depende de la presión, temperatura, de los macerales y el contenido mineral del carbón.

4.3.3.3. Evolución de los mecanismos de atrapamiento y su eficiencia.

Dependiendo de la escala temporal considerada de la roca almacén y del comportamiento del CO_2 , la predominancia de los mecanismos de atrapamiento variará a lo largo del tiempo.

Tal y como se puede apreciar en la Gráfica 4-12, el atrapamiento estructural, estratigráfico e hidrodinámico será el principal mecanismo de almacenamiento en las etapas iniciales. La seguridad a lo largo del tiempo se verá incrementada de forma progresiva, debido al aumento de la retención del CO_2 en los poros o a la disolución en el agua. Finalmente, como ultimo mecanismo se podría dar lugar al atrapamiento mineral, en el cual, se retendría de forma permanente el CO_2 . (IPCC, 2005).



Gráfica 4-13: Evolución de los mecanismos de atrapamiento dominantes y la seguridad del almacenamiento del CO₂. Fuente IPCC, 2005.

4.4. USOS INDUSTRIALES DEL CO₂.

El almacenamiento geológico de CO₂ permite confinar el CO₂ durante un espacio temporal lo suficientemente largo como para la búsqueda de nuevas alternativas tecnológicas permanentes. En la actualidad existen usos y aplicaciones que utilizan el CO₂ como recurso, dándole un valor añadido a este residuo.

En aplicaciones a gran escala se puede dividir en tres categorías:

- Utilización directa.
- Utilización biológica.
- Utilización química.

Las tres categorías contribuyen a la mitigación del cambio climático, pero algunas de ellas no fijan el CO₂ de forma permanente, sino que tras su utilización vuelve a ser emitido a la atmósfera. La utilización directa o tecnológica permite sustituir otros compuestos más dañinos para el medio ambiente por CO₂. Así pues, en caso de que el CO₂ retorne a la atmósfera el daño será menor. La utilización biológica permite reincorporar el CO₂ al ciclo natural del carbono. La utilización química se encarga de fijar el CO₂ a otras sustancias.

Tabla 4-24: Productos sustituidos por CO₂ en diferentes aplicaciones. Fuente: [10].

Aplicación	Producto sustituido
Limpieza en seco	Compuestos clorados
Tratamiento de aguas	Ácido Sulfúrico
Aire acondicionado	Compuestos fluorados
Antibacterias	Complejos farmacéuticos
Extintor de incendios	Retardadores de llamas
Limpieza de piezas electrónicas	Compuestos fluorados
Industria mecánica	Fluidos con mayor potencial de impacto en el cambio climático
Extracción de fragancias	Hexano
Extracción de cafeína	Hexano
Disolventes para reacción	Compuestos orgánicos volátiles
Producción de nanomateriales	Solventes orgánicos
Solventes en polimerización	Solventes orgánicos volátiles

4.4.1. Usos industriales directos.

A parte del ya mencionado sistema de EOR, el CO₂ puede emplearse de forma directa en:

4.4.1.1. La industria alimentaria.

El **agua carbonatada**, conocida como ‘soda’, es agua a la que se le ha añadido dióxido de carbono. Aunque la cantidad de dióxido de carbono inyectado es pequeño, la venta de estas bebidas alcanza grandes volúmenes.

El envasado en **atmósfera protectora (EAP)** consiste en modificar la atmósfera del envasado respecto a la terrestre, esto permite conservar durante periodos prolongados alimentos. Para ello, se inyectan un gas o un grupo de gases adecuados en función de las propiedades del producto, los más utilizados son el CO₂, N₂, O₂.

Existen tecnologías para la **desinfección de alimentos** basada en la acción del CO_2 sobre las membranas biológicas, que pueden modificar el comportamiento de diferentes insectos.

Refrigeración y congelación de alimentos. El CO_2 en estado líquido se usa a nivel industrial en la refrigeración de alimentos gracias a que el CO_2 no reacciona con los alimentos cuando están en fase sólida. Actualmente esta es una tecnología emergente frente a la ya consolidada utilización del nitrógeno.

Aturdimiento de animales, técnica alternativa frente al aturdimiento eléctrico, consiste en trasladar a los animales (aves y cerdos) a jaulas en donde posteriormente ingresan en un pozo que tiene una elevada concentración de CO_2 (80% a 90%). Este proceso tiene la ventaja de que no deja ningún residuo químico en el animal, evitando también situaciones de estrés antes del sacrificio.

4.4.1.2. Tratamiento de aguas

En el tratamiento de aguas residuales el CO_2 se usa para **neutralizar** el agua, controlando el pH del agua automáticamente. Además, se utiliza también en la **remineralización** de aguas potables y el **tratamiento** de aguas de recreo.

4.4.1.3. CO_2 en estado supercrítico.

Se emplea en la obtención de la cafeína del café y del té, del lúpulo para la producción de cerveza, en pesticidas presentes en cereales, extracción de la grasa del cacao, y la limpieza de ropa en seco.

4.4.2. Usos biológicos y químicos.

En cuanto a los usos biológicos del CO_2 , las algas a través de la energía que proporciona el sol convierten el CO_2 y el agua en **biomasa**.

En lo relacionado a los usos químicos, el CO_2 se emplea principalmente para la obtención de la síntesis de **urea**, producto que posteriormente es empleado como fertilizante agrícola. Otro uso químico es la fabricación de urea formaldehído, la cual se usa principalmente en la aglomeración de madera.

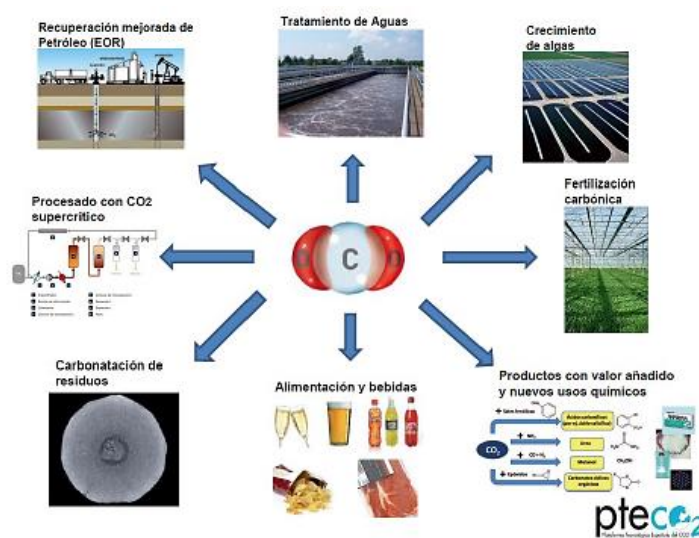


Ilustración 4-51: Áreas de aplicación de las tecnologías de uso y transformación del CO_2 . Fuente: PTECO2

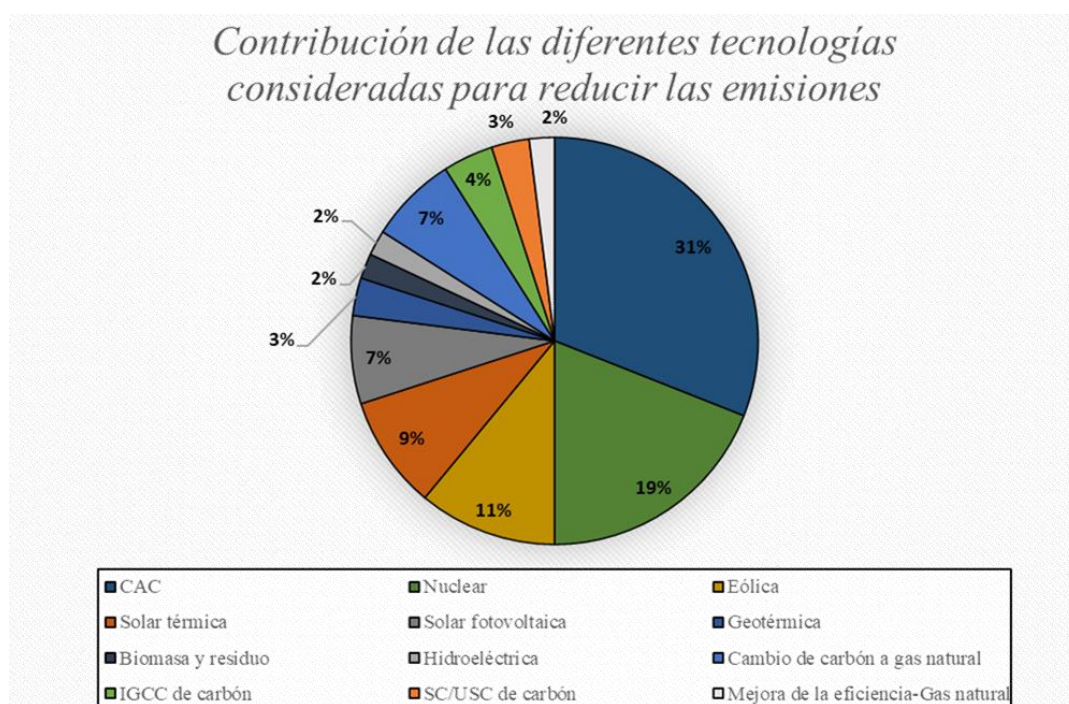
5. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

5.1. ANÁLISIS PRELIMINAR.

Los principales organismos y entidades internacionales están de acuerdo en que los niveles de CO₂ en la atmósfera están alcanzando niveles críticos. Según datos de la Plataforma Tecnológica Española de CO₂, en los últimos 100 años, la población mundial se ha multiplicado por 4, mientras que el consumo energético lo ha hecho por 80, siendo el más destacado el uso de combustibles fósiles.

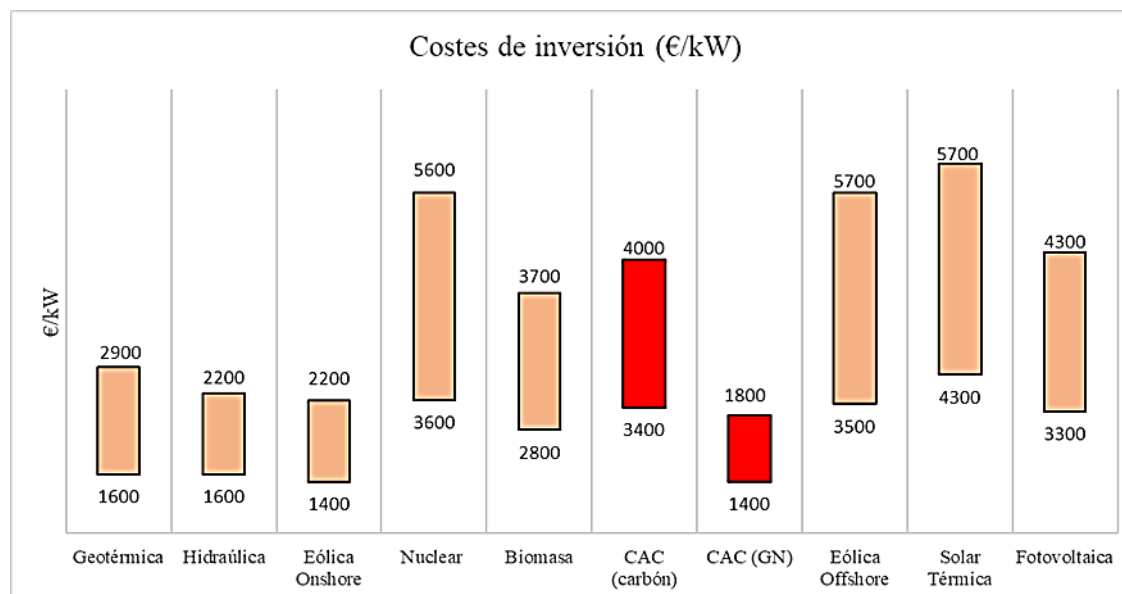
La descarbonización del sector energético es necesario para estabilizar las emisiones de CO₂ en la atmosfera, cuyo fin es limitar el incremento de la temperatura final. Existen diferentes tecnologías que contribuyen a la reducción de emisiones en el sector eléctrico. Destacan la tecnología de Captura y Almacenamiento de CO₂, la nuclear y la eólica, como tecnologías principales para contribuir a frenar las emisiones.

Se puede concluir que la necesidad de reducir las emisiones de CO₂, siendo la razón principal para justificar la inversión en tecnologías CAC/CAUC.

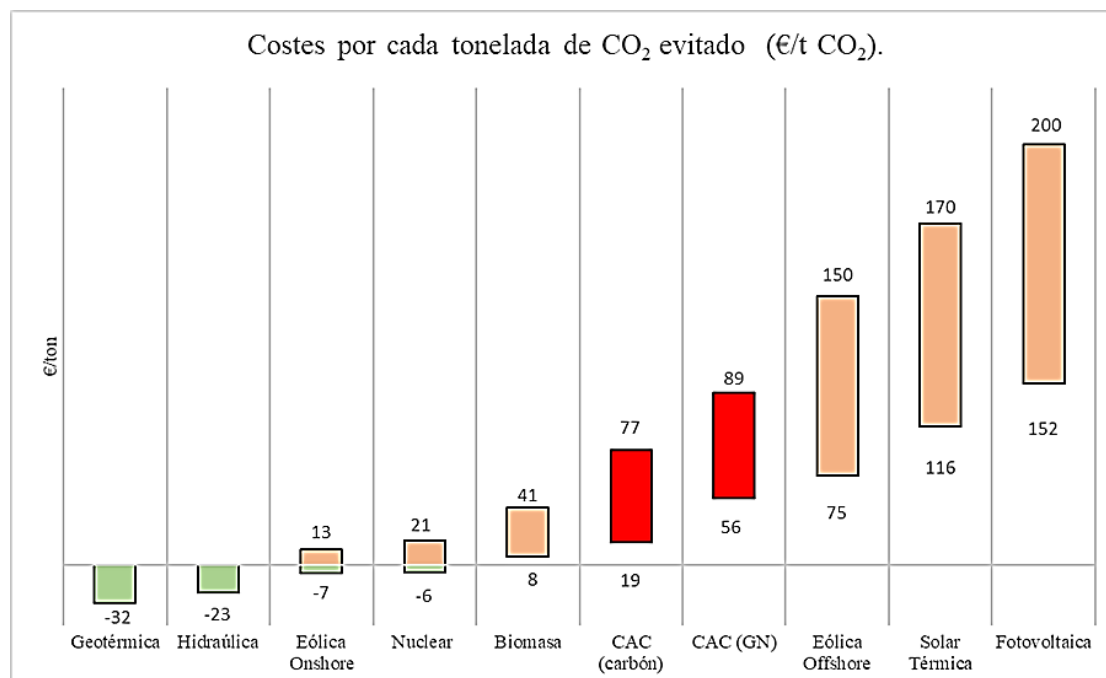


Gráfica 5-14: Contribución de las diferentes tecnologías en la reducción de emisiones de CO₂. Fuente: Agencia Internacional de la Energía.

La decisión de invertir en una u otra tecnología se debe basar en una valoración objetiva que permita valorar todas ellas de la misma forma, ‘el coste de evitar una tonelada de CO₂’.



Gráfica 5-15: Costes de inversión para diferentes tecnologías. Fuente: Elaboración propia basada en Global CCS Institute.



Gráfica 5-16: Costes € por cada tonelada de CO₂ evitada por sectores. Fuente: Elaboración propia basada en Global CCS Institute.

Para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París, es necesario capturar, transportar y almacenar entre 1.800 – 6.000 Mt/año de CO₂ a nivel mundial. En la actualidad solo 37Mt han sido capturadas, transportadas y almacenadas.

Las barreras actuales al desarrollo de esta práctica ya no son tecnológicas, sino políticas y comerciales. Las tecnologías CAC/CAUC están probadas con:

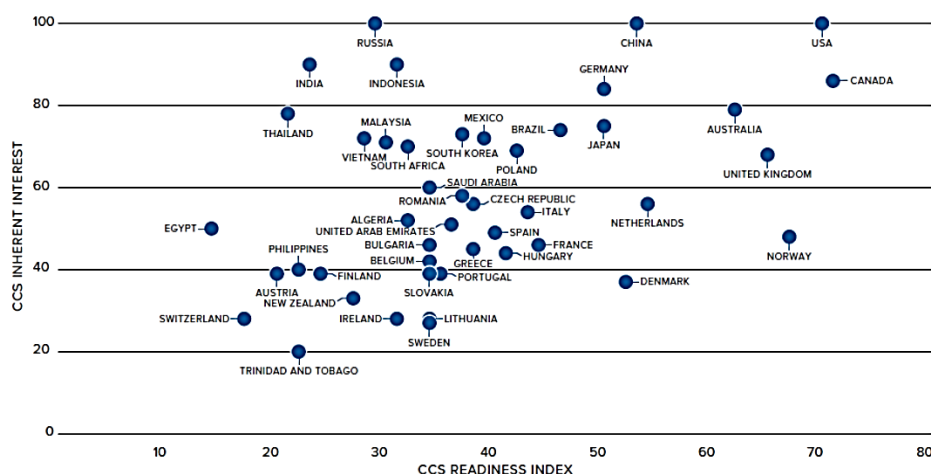
- Casi 50 años de experiencia en EOR.
- Algo más de 20 años desde la entrada en funcionamiento del proyecto Sleipner, Este proyecto es la primera instalación de captura destinada específicamente a reducir las emisiones de GEI mediante la separación del CO₂ contenido en el gas natural producido y su posterior inyección en un acuífero salino profundo offshore.
- 18 plantas actualmente operativas a escala comercial, con diversas tecnologías de captura.
- Numerosos proyectos de investigación, incluyendo plantas piloto.

La viabilidad tecnológica de los procesos de captura ya ha sido demostrada, planteándose ahora el reto de optimizar los procesos y reducir los costes. (Congreso Nacional del Medio Ambiente, CONAMA, 2018).

El mayor apoyo de esta tecnología se produjo en el año 2008, destinando 30.000 millones de USD para apoyar 20 proyectos a escala comercial. Pero tras el fracaso de la Cumbre de Copenhague, el estallido de la crisis económica mundial y la oposición pública por parte de Alemania, este apoyo político disminuyó notablemente y se paralizaron algunos de los proyectos. (Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC) y la Agencia Internacional de Energía (IEA),2018).

En 2018, el Global CCS Institute publicó una serie de informes sobre el diagnóstico de las tecnologías CAUC/CAC en 80 países del mundo. Utilizó para ello una serie de indicadores.

- Índice de preparación: CCS Readiness Index.
- Indicador de respaldo político: CCS Policy Indicator.
- Indicador regulatorio: CCS Legal and Regulatory Indicator.
- Indicador de almacenes geológicos: CCS Storage Indicator.
- El índice de preparación integra los demás indicadores.



Gráfica 5-17: Índice de preparación para la CAUC (CCS Readiness Index). Fuente: Global CCS Index. 2018.

En Gráfica 5-17 se muestra el “Índice de Preparación” frente al “Indicador de interés Inherente”. Este último representa una medida relativa de las emisiones de gases de efecto invernadero y una dependencia de los combustibles fósiles. Por tanto, el despliegue de estas tecnologías será más crítico para aquellos países con un mayor valor del “Indicador de interés Inherente”.

Países como Australia, Canadá, Noruega, Reino Unido y EE. UU destacan por haber apostado por estas tecnologías. Los países de la UE en general se mantienen con índices de preparación moderados. Alemania mantiene uno de los índices más elevados de la UE debido a sus actuaciones tempranas, aunque en los últimos años ha cesado su actividad al respecto. España presenta un “índice de preparación” en torno a la media de la UE, aunque no se encuentra entre los 5 primeros en virtud de su población y tamaño de su economía.

El objetivo de este estudio de viabilidad es reunir principalmente información de calidad necesaria que permita una eficaz toma de decisión. Con esta información se podrá identificar las oportunidades o señales que nos inviten a ser cautelosos e incluso a no continuar con esta tecnología a escala nacional. Se contemplarán aquellos factores que puedan perjudicar a los proyectos CAC/CAUC, aumentando así las posibilidades de éxito del mismo.

5.2. PERSPECTIVA ACTUAL SOBRE LAS TECNOLOGÍAS CAC/CAUC.

Las tecnologías de captura, transporte, almacenamiento, y usos y transformación del CO₂ (tecnologías CAUC) se encargan de procesos para ayudar a la mitigación de las emisiones a la atmósfera del dióxido de carbono, generado cuando se queman combustibles fósiles. Esta técnica consiste en capturar el CO₂ del humo que sale de las chimeneas para luego comprimirlo y llevarlo a un estado supercrítico que facilite su transporte a través de tuberías similares a las de gas natural. Así, en lugar de contaminar la atmósfera, el CO₂ acaba confinado bajo tierra, en yacimientos de más de 800 metros de profundidad, de modo permanente o bien usarlo y transformarlo.

Tanto el transporte como el almacenamiento ya son conocidos y ahora comienzan a desarrollarse sus usos para combatir el cambio climático. El CO₂, desde los años 70, es utilizado de forma barata y sencilla en la recuperación de petróleo y gas natural (EE. UU, Noruega).

En 2019 ya existían 98 proyectos en el mundo (38 más si se compara con 2014), de los cuales 18 son de gran escala en operación, y 5 son a gran escala, pero se encuentran en construcción. Los primeros han capturado unos 40 Mt/año de CO₂ y 230Mtt han sido inyectadas en el subsuelo hasta la fecha.

En Europa, actualmente, todos los proyectos son a pequeña escala o escala de laboratorio, exceptuando un proyecto de recuperación de gas y petróleo en el Mar del Norte.

Europa fomenta esta práctica en base a un mercado de derechos de emisión, Emissions Trading Scheme (ETS), por el cual se fija un precio para la tonelada de CO₂ emitida. La implantación competitiva de las tecnologías CAC/CAUC tendrá lugar una vez los costes de los derechos de emisión compensen el sobrecoste de la implantación de las tecnologías CAC.

Existe una iniciativa ‘Oil and Gas Climate Initiative (OGCI)’, en ella participan 10 de las petroleras más grandes del sector y su objetivo principal es encontrar soluciones al cambio climático, financian un proyecto en Reino Unido sobre una central de ciclo combinado de generación de electricidad con Gas Natural, que incorpora la captura de CO₂.

España no cuenta con instalaciones a gran escala en operación, pero sí cuenta con una instalación en construcción en Ponferrada, con una inversión de 200M€, La primera fase de esta finalizó en 2014, pero la segunda fase fue suspendida, al menos momentáneamente, debido a la caída sufrida en el precio del CO₂, lo que no la hace rentable.

Sin embargo, existen otros proyectos pequeños, destaca la central térmica de Hunosa en La Pereda, Asturias.

Por otro lado, el Instituto Geográfico y Minero (IGME) identificó la existencia de suficientes formaciones de almacenamiento, habiendo analizado ya 103 estructuras.

Según The Global CCS Institute los argumentos básicos para apoyar esta práctica son:

- Los objetivos marcados por el acuerdo de París no podrán ser cumplidos sin la aplicación de tecnologías de captura de CO₂.
- Las tecnologías CAC se presentan como la única tecnología limpia capaz de descarbonizar las principales industrias.
- Contribuyen a la creación de empleos y sostenimiento de comunidades.
- Las tecnologías CAC/CAUC son el camino hacia una nueva economía de la energía que apueste por la producción de hidrógeno, por la Bioenergía con CAUC (BECAUC), Captura directa en aire (DAC) y valorización del carbono (C2V) con aplicaciones de reutilización de CO₂.
- Hay una abundante capacidad de almacenamiento para apoyar un desarrollo amplio de instalaciones de almacenamiento de CO₂.
- Los costes de CAUC son razonables y continúan disminuyendo a medida que se comercializan más instalaciones.

- Las CAC/CAUC han estado trabajando de forma segura y eficiente durante 45 años.

La Comisión Europea, el 28 de noviembre de 2018, adoptó una visión estratégica a largo plazo para una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra de aquí a 2050. Un planeta limpio para todos, incluyendo a las tecnologías CAC/CAUC:

“El camino hacia una economía climáticamente neutra exigirá una acción conjunta en siete ámbitos estratégicos: eficiencia energética; despliegue de energías renovables; movilidad limpia, segura y conectada; industria competitiva y economía circular; infraestructuras e interconexiones; bioeconomía y sumideros naturales de carbono; captura y almacenamiento de carbono para hacer frente a las emisiones restantes”.

5.3. ESTUDIO SOCIOECONÓMICO

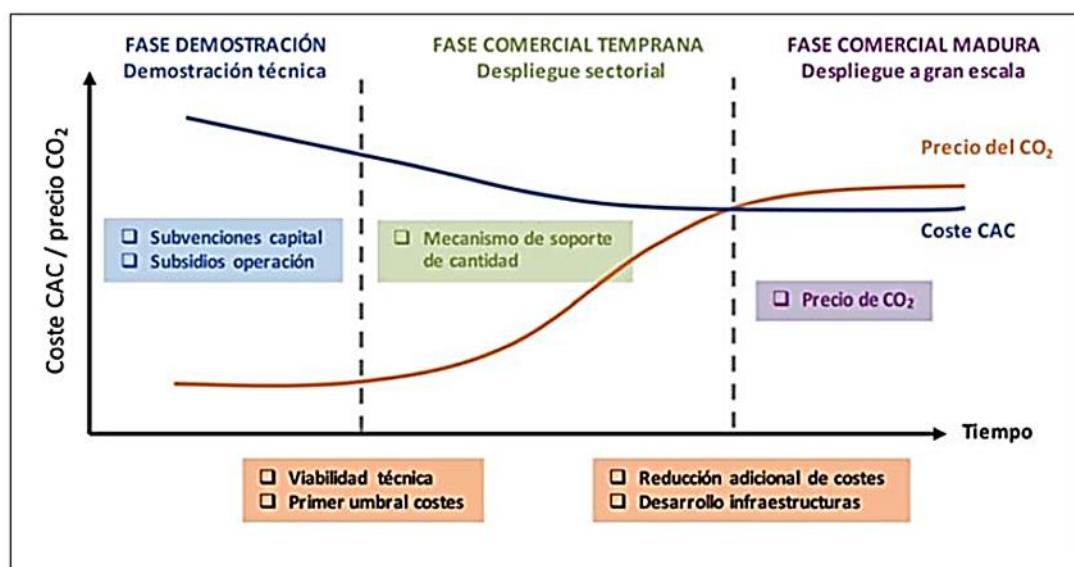
La Agencia Mundial de la Energía (IEA) declaró el objetivo de limitar a un máximo de 450-550 ppm la concentración de CO₂ atmosféricos para 2050. Esto solo se puede lograr de manera eficiente si se cuenta con las tecnologías de Captura, Transporte y Almacenamiento de CO₂. Además de extender los usos de energías renovables de bajo coste como eólica o hidráulica. Sin embargo, las limitaciones de capacidad para expandirse y explotar la energía del viento y la hidroeléctrica hace necesario la entrada en juego de sistemas de generación más caros, como la solar térmica y la fotovoltaica para la demanda y reducción de emisiones. Esta reducción se hará más efectiva si además se implantan tecnologías que cuenten con un potencial de emisiones negativas de CO₂, como ocurre con las CAC/CAUC.

Existen varios factores que limitan la implantación de las CAC/CAUC en los países europeos, como son la necesidad de importantes infraestructuras de transporte y almacenamiento, dificultad para conseguir una percepción pública positiva, la falta de un marco legal, limitaciones a la hora de conseguir concesiones para permitir almacenamientos y garantizar la seguridad en el comportamiento del CO₂ a largo plazo.

En la actualidad, estas tecnologías se encuentran todavía en sus primeras etapas de desarrollo y aun no se contemplan grandes estudios económicos.

Europa cuenta con un modelo financiero que fomenta el desarrollo y la implantación de tecnologías bajas en carbono basado en un mercado de derechos de emisión. Este mercado fija un precio para la tonelada de CO₂ emitida, favoreciendo así el uso de tecnologías que consigan un coste más bajo en la reducción de emisiones. De este modo, sólo resultarán rentables aquellas opciones que se sitúen por debajo de ese precio.

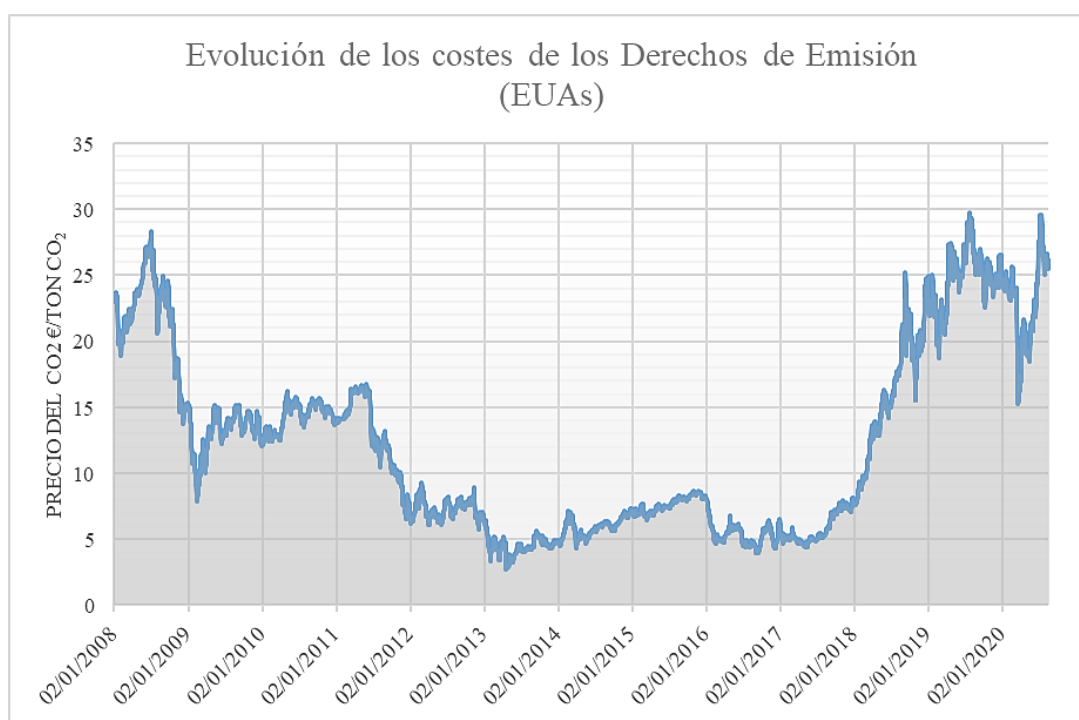
En su fase de demostración y en sus primeras etapas de comercialización los costes son elevados y se encuentran por encima de los derechos de emisión.



Gráfica 5-18: Evolución del coste relativo a las CAUC durante su desarrollo respecto a los costes de los derechos de emisión. Fuente: IEA, 2013a.

El mercado de derechos de emisión europeo no ha resultado eficiente a la hora de favorecer el desarrollo e implantación de las tecnologías CAC/CAUC debido a que, por una parte, estas tecnologías se encuentran aún en una etapa de aprendizaje, con unos costes muy elevados, que se irán estabilizando en la etapa de maduración y porque, por otro lado, la situación económica y el funcionamiento del mercado ETS (Emissions Trading Scheme) han derivado en precios de emisiones muy reducidos (5-10€/t de CO₂) como para incentivar inversiones a medio plazo.

A continuación, se puede observar la evolución histórica del precio de CO₂ en los últimos años.

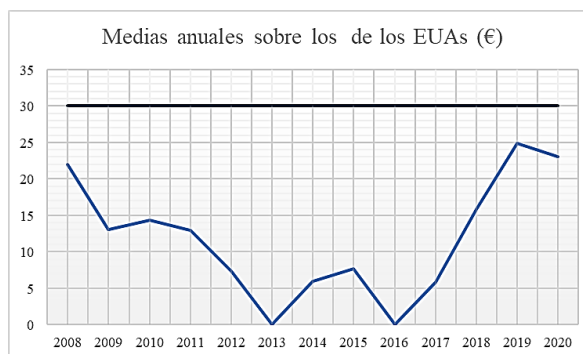


Gráfica 5-19: Evolución diaria del precio de los derechos de emisión. Fuente: Elaboración propia basada en datos obtenidos en SendeCO₂. Página Web: <https://www.sendeco2.com/es/>

El mercado de CO₂ comenzó en 2007 con un precio medio de 7€/ t CO₂. Entre los años 2008 y 2020 alcanza un mínimo de 2,7€/t CO₂ en el 2013, y un máximo de 29,77€/t CO₂ en 2019. Sin embargo, el precio se ha mantenido alrededor de los 12€/t CO₂ en los últimos 13 años. Actualmente presenta una tendencia alcista hasta alcanzar valores entre 20-25€/ton CO₂. Las previsiones inicialmente aseguraban precios entre 30-50€/t CO₂.

Tabla 5-25: Registro de los precios medios de los derechos de emisión (EAU) y de los créditos de carbono⁶ (CER). Fuente: Elaboración propia basada en datos obtenidos en SendeCO₂. Página Web: <https://www.sendeco2.com/es/>

Media anual _Precios CO ₂	EAU (€)	CER (€)
2008	22,02	17,47
2009	13,06	11,94
2010	14,32	12,6
2011	12,89	9,96
2012	7,33	2,97
2013	4,45	0,39
2014	5,96	0,18
2015	7,68	0,39
2016	5,35	0,39
2017	5,83	0,23
2018	15,88	0,24
2019	24,84	0,22
2020	23,02	0,29



Gráfica 5-20: Medias anuales de los EAU (€), respecto al precio esperado. Fuente: Elaboración propia basada en datos obtenidos en SendeCO₂. Página Web: <https://www.sendeco2.com/es/>

Para lograr una viabilidad financiera en el desarrollo de las CAC/CAUC será necesario contar con mecanismos complementarios al que impone el mercado de los derechos de emisiones, tales como fondos de ayuda directos, primas en las tarifas eléctricas o contratos por diferencias, para conseguir un marco que favorezca las primeras inversiones en CAC/CAUC y que permita un reparto de riesgos entre gobiernos e inversores.

El reto, como se observa, es importante, si se tienen en cuenta los objetivos europeos de descarbonización, que pasan por aplicar la CAC/CAUC desde 2030 en adelante en todas las centrales de producción eléctrica que operen con combustibles fósiles. El futuro de las CAC/CAUC dependerán de manera crucial tanto de la aceptación del público, como de que se alcancen precios de derechos de emisión que compensen los costes de esta tecnología. Además, deben ser demostradas con rapidez a gran escala para conseguir su despliegue desde este mismo año y a partir de ahí demostrar su viabilidad para un uso comercial antes del 2030.

⁶ Los CERs son bonos de carbono a las Reducciones Certificadas de Emisiones de Gases Efecto Invernadero, por su sigla en inglés Certified Emission Reductions. El CER es la unidad que corresponde a una tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente. Los CERs se generan en la etapa de ejecución del proyecto; y se extienden una vez acreditada dicha reducción. Son créditos que se transan en el Mercado del Carbono.

5.3.1. Estimación de costes

Para establecer una adecuada comparativa de costes entre tecnologías es conveniente usar el concepto de “CO₂ evitado”. Este concepto representa la cantidad de CO₂ cuya emisión a la atmosfera se evita, en comparación con la que sí se emitiría de no contar con una instalación de captura de CO₂. Además, las instalaciones consumen una mayor cantidad de combustible para su funcionamiento y, por tanto, aumentan sus emisiones. Para no hacer depender el análisis de ese aumento de CO₂ que tendría que ser capturado, únicamente se hará referencia al CO₂ evitado.

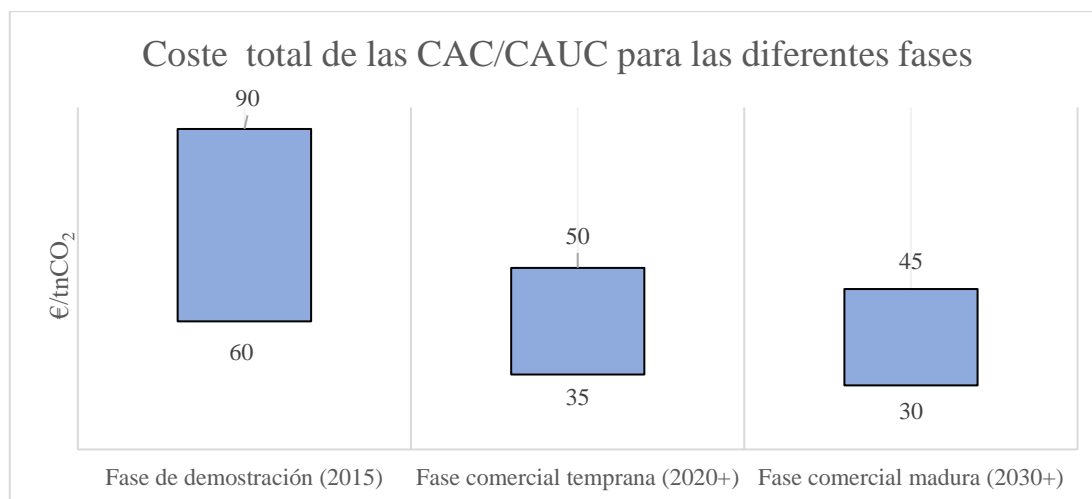
Según los informes de la PTECO₂, un 70% del coste total de las tecnologías CAC/CAUC pertenecen al sistema de captura de CO₂, un 10% el transporte y el 20% restante pertenece al sistema de almacenamiento.

Durante la fase comercial temprana, el coste total de las CAC/CAUC rondará entre los 35-50€/tCO₂ reducido, de los cuales 30€/t CO₂ corresponderán a la fase de captura, 5€/t CO₂ del transporte; transporte por tierra 4€/tCO₂, mientras que transporte marítimo 6€/tCO₂, y finalmente de 10€/tCO₂ para el almacenamiento geológico. Tal y como se puede observar, la fase de captura es la de mayor coste, debido a la utilización de nuevos equipos necesarios para el desarrollo del proceso, además de, por la energía necesaria para su realización, el combustible (2-6€/tCO₂) y el coste operativo (5-7€/tCO₂), siendo estos dos últimos parámetros variables, dependiendo de la tecnología de captura utilizada.

En la fase comercial madura (2030+), el coste total se estima entre 30-45€/t CO₂, aun así, se prevé una disminución en el coste, el cual vendrá favorecido por el desarrollo de los proyectos correspondientes a las anteriores fases comerciales de las tecnologías CAC. Esta disminución será aproximadamente de 5-10€/tCO₂ reducido.

Sin embargo, es importante tener en cuenta la existencia de varios factores que producirán un posible aumento del costo de acoplamiento de las tecnologías CAC en una planta ya existente. Estos factores pueden ser cuatro:

1. Capex, es decir, el gasto de adquirir o mejorar los activos con el fin de incrementar la capacidad o eficiencia.
2. Vida útil de la instalación. Los sistemas CAC pueden durar unos 40 años, pues si, por ejemplo, se instala dicho sistema en una central de 20 años, ya tendrá la vida reducida, disminuyendo la eficiencia.
3. Penalización de la eficiencia, y, por ende, un mayor costo de combustible.
4. Costo de oportunidad, debido a que la planta tiene que estar fuera de servicio mientras que, se implanta el equipo de captura.



Gráfica 5-21: Coste total de la tecnología CAC en las diferentes fases de desarrollo. Fuente: PTECO2.

El desglose de costes de cada uno de los componentes de esta tecnología se encuentra a continuación:

5.3.1.1. Captura de CO₂.

La captura de CO₂ supone un irremediable aumento en los costes de producción de aquellas instalaciones en las que se integre el sistema.

Todas las tecnologías (post, pre y oxidcombustión) se deben tener en cuenta, pues no hay ninguna de ellas que ofrezca ventajas económicas sobre las demás.

En la actualidad, se trata de una tecnología, a escala industrial, se encuentran en estado experimental, por tanto, es necesario recurrir a estimaciones y a datos aportados por comunidades científicas dedicadas a estos temas, como el informe de ALLINE (Alianza por la investigación y la renovación energética) basado en estudios de la PTECO2.

Tabla 5-26: Estimación de costes para el proceso de captura en diferentes sistemas industriales. Fuente: Elaboración propia basado en el informe de ALINNE

CENTRALES TÉRMICAS			
PRECOMBUSTIÓN	Plantas de gasificación integrada con ciclo	38	€/ton CO ₂
OXICOMBUSTIÓN	-	68	€/ton CO ₂
POSTCOMBUSTIÓN	Centrales de carbón	52	€/ton CO ₂
	Centrales de GN	73	€/ton CO ₂

SISTEMAS INDUSTRIALES		
Industria siderúrgica	57	€/ton CO ₂
Refinerías de petróleo	80	€/ton CO ₂
Industria papelera	48	€/ton CO ₂
Industria del cemento	62	€/ton CO ₂

TECNOLOGÍAS DE SEGUNDA GENERACIÓN		
Procesos de calcinación-carbonatación	16	€/ton CO ₂
Procesos de Chemical Looping	6 a 27	€/ton CO ₂

Se tratan de costes estimados, por tanto, no se puede precisar de forma definitiva cuál de todas ellas presenta una ventaja económica sobre las demás, ya que necesitaremos evaluar de forma clara los costes de inversión y operación en condiciones reales.

Penalización Energética.

Una parte importante en la implantación de captura de CO₂ es la pérdida de energía que conlleva esta práctica, se conoce como penalización energética, y hace referencia a la reducción de output energético respecto a otra planta con las mismas características sin captura, utilizando la misma cantidad de input. (Herzog, H.J., 2000).

El proyecto COMET estimó 800 M€ anuales, sin embargo, esa pérdida de rendimiento será compensada, casi en su totalidad, mediante la mejora en los rendimientos de las nuevas centrales.

	Planta de referencia	
	Carbón (556MW)	Clico Combinado con Gas Natural (420MW)
Rendimiento		
Sin captura	46,0%	58,0%
Con oxifuel	36,0%	48,0%
Coste de la electricidad (€/MWh)		
Sin captura	39,1	50,5
Captura preconcombustión	57,9	66,7
% diferencia	32,5%	24,3%
Coste del CO₂ (€/tCO₂)		
Coste del CO ₂ capturado	21,1	41,7
Coste del CO ₂ evitado	27,6	51,2

Tabla 5-27: Variación de rendimientos y coste del producto y del CO₂ con respecto de centrales sin procesos de captura.

Arriba: Planta con proceso de precombustión.
Derecha: Planta con proceso de postcombustión.

Fuente: PTECO2.

	Planta de referencia	
	Carbón (556MW)	Clico Combinado con Gas Natural (420MW)
Rendimiento		
Sin captura	46,0%	58,0%
Con oxifuel	36,0%	48,0%
Coste de la electricidad (€/MWh)		
Sin captura	39,1	50,5
Con oxifuel	54,6	69,3
% diferencia	28,4%	27,1%
Coste del CO₂ (€/tCO₂)		
Coste del CO ₂ capturado	17,6	44,7
Coste del CO ₂ evitado	23,2	54,4

Como podemos observar la pérdida de rendimiento es de un 10%. Esta pérdida da lugar a un aumento del consumo de combustible, por lo que tendrá un peso importante en el coste del CO₂ evitado. Otro coste importante se origina por la necesidad de compresión del CO₂, puede ser del orden del 8% (Seltzer, A. y Fan, Z.).

La Comisión Europea estima que la implantación de las tecnologías de captura llevará un incremento del precio global en la producción de electricidad del 5.5% para 2030. En la actualidad ese incremento supone de media un 28%, Tabla 5-27: Variación de rendimientos y coste del producto y del CO₂ con respecto de centrales sin procesos de captura.

5.3.1.2. Transporte de CO₂.

Según el estudio *The costo of CO₂ Transport* realizado por el grupo Zero Emission Platform (ZEP), donde se comparan distintas alternativas.

En caso de tratarse de una central eléctrica comercial de gas natural, cuya capacidad es de 2.5Mt/año, los resultados son los siguientes:

Tabla 5-28: Estimación de costes para un proyecto con una capacidad de 2,5 Mt/año. Fuente: basado en estudio Zero Emission Platform (ZEP)

Central Eléctrica Comercial de Gas Natural- Capacidad de 2,5 (Mt/año), con conexiones punto a punto.			
Distancia (km)	Tubería Onshore (€/tonCO ₂)	Tubería Offshore (€/tonCO ₂)	Barco + Licuefacción (€/tonCO ₂)
180	5,4	9,3	13,5
500	-	20,4	14,8
750	-	28,7	15,9
1500	-	51,7	19,8

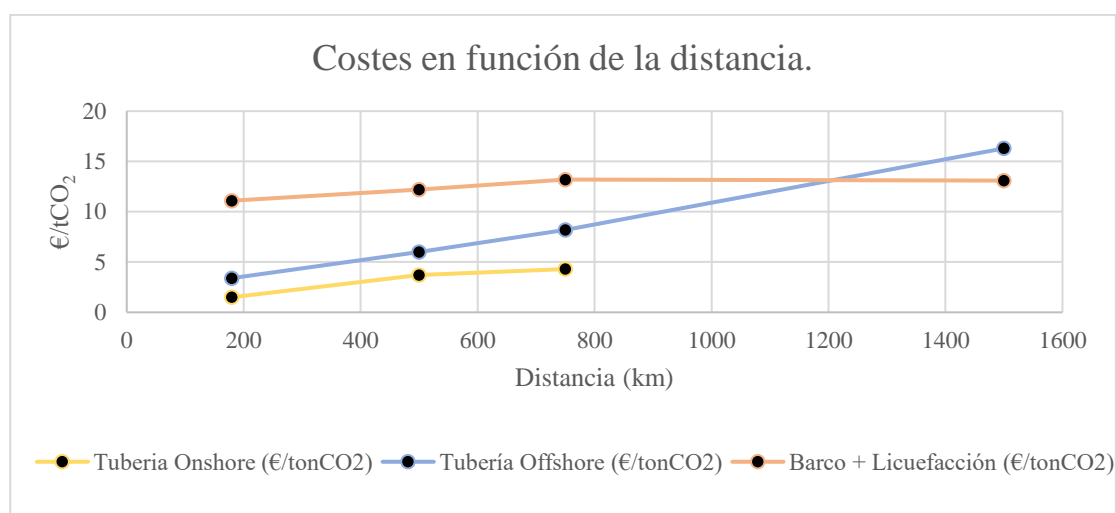
Una vez la captura del CO₂ se convierta en una realidad, desde el punto de vista comercial, se asume que los volúmenes que podrían manejarse en los proyectos de transporte serían

del rango entre los 10Mt/año y 20Mt/año para una central de gran escala y para un *clúster*⁷ de focos emisores de CO₂ respectivamente. A continuación, se muestran los costes estimados para proyectos a gran escala.

Tabla 5-29: Estimación de costes para una red de transporte a gran escala (20Mt/CO₂) Fuente: basado en estudio Zero Emission Platform (ZEP)

Gran Escala 10-20 (Mt/año)			
Distancia (km)	Tubería Onshore (€/tonCO ₂)	Tubería Offshore (€/tonCO ₂)	Barco + Licuefacción (€/tonCO ₂)
180	1,5	3,4	11,1
500	3,7	6	12,2
750	4,3	8,2	13,2
1500	-	16,3	13,1

El transporte por tubería es proporcional a la distancia recorrida, en cambio, el transporte por barco apenas se ve influenciado por la distancia Gráfica 5-22.



Gráfica 5-22: Influencia de la distancia en los costes del transporte de CO₂: Fuente: basado en estudio Zero Emission Platform (ZEP)

En el transporte por tubería, casi el 90% del coste total se basa en el capital de inversión (CAPEX⁸), mientras que para el transporte de barco ese capital supone menos del 50%. Sin embargo, los costes de operación (OPEX⁹) son mucho superiores en el transporte por barco que en el de tubería.

⁷ Un clúster es un grupo de empresas interrelacionadas que trabajan en un mismo sector industrial y que colaboran estratégicamente para obtener beneficios comunes.

⁸ CAPEX es el acrónimo de ‘gastos de capital’. Bajo esta denominación podremos englobar todas aquellas partidas en las que hayamos comprado o invertido en bienes físicos que aumenten nuestra capacidad productiva y que, ahora, son propiedad de la corporación. También se incluyen en esta parcela los gastos de mantenimiento de los activos que ya posee el negocio.

⁹ OPEX considerado como el ‘gasto operativo’. En este apartado encontramos la mayoría de los movimientos de efectivo, costes de explotación, costes recurrentes de un producto, sistema o compañía, costes de empleados y alquileres de instalaciones.

Tabla 5-30: Relación entre OPEX/CAPEX en los diferentes componentes de la cadena de transporte. Fuente: Zero Emission Platform (ZEP)

Componente de la cadena	Ratio OPEX/CAPEX
Barco	0,15-0,20
Unidad de licuefacción	0,10-0,15
Terminal	0,05-0,10
Tuberías	0,05
Sistema de descarga en alta mar	0,05

A gran escala, la economía del transporte por tuberías se ve muy beneficiado, todo lo contrario, sucede con el transporte por barco que se altamente desfavorecido. Para grandes volúmenes de CO₂ la opción de ser transportado por medio de tuberías es la competitiva.

El transporte por **tubería** puede cuantificarse entre 2€ y 6€ la tonelada de CO₂, este conste depende de la longitud de la tubería, de la velocidad de transporte, de los procesos de recompresión del fluido. Este rango de costes, junto al desarrollo de las infraestructuras necesarias, hacen que esta opción sea la más rentable y ventajosa cuando la distancia sea inferior de 1.500km.

Esta opción presenta unas ventajas y unos inconvenientes: [8]

- No existen proyectos integrados de CAC a gran escala. Hasta la fecha solo existen proyectos de demostración para casos concretos. Por lo que, hoy, se trata de una solución poco madura. Esta situación podría ser superada con el desarrollo de más proyectos de demostración.
- Los costes estimados se reducirán cuando esta tecnología alcance su madurez.
- Una desventaja muy importante es la posibilidad de que los almacenamientos o reservorios no se encuentren en tierra firme, pudiendo condicionar la infraestructura, complicando su diseño y su operación. Además, aumentarían los costes de inversión y explotación.
- No existe un marco regulatorio estable.

El transporte por barco presenta las siguientes ventajas y desventajas: [8]

- ✔ Es una tecnología convencional y que además está probada.
- ✔ No depende del consentimiento de un tercero o aprobaciones regulatorias que son inciertas y no están dentro del control de las partes involucradas en los proyectos de CAC.
- ✔ Es una opción flexible

- Puede combinarse diferentes depósitos y así transportar diferentes gases (como el GLP), reduciendo los riesgos de inversión.
 - Tras finalizar el proyecto puede continuar su operación en otros proyectos de transportes de CO₂ o convertirlo en buques para el transporte de otro tipo de gases.
 - Ofrece servicios a diferentes clientes y distribuir a distintos almacenes.
 - Su capacidad puede aumentar fácilmente mediante la construcción de más buques, mientras que, la tubería de requerir un aumento de capacidad es necesario dimensionarla desde un principio. Por lo que, el barco se amolda más a demandas cambiantes.
- ⊗ Se trata de una operación discontinua. Las condiciones de inyección dependerán de las condiciones que haya en la cabeza del pozo y de las características del reservorio. Se debe prestar especial atención en las operaciones de parada, ya que puede existir una caída brusca de temperatura en la cabeza del pozo dando lugar a la sollicitación del CO₂, así como problemas de corrosión. Se presentan las siguientes soluciones:
- Maximizar el diámetro del tubo, minimizando la pérdida de carga.
 - Instalación de una cabeza de pozo tipo ártica (Artic Wellhead), cuya metalurgia permite temperaturas de hasta -80°C.
 - Uso de materiales resistentes a la corrosión en cabeza de pozo para evitar la corrosión debido a la presencia de agua libre con CO₂.
- ⊗ El transporte se ve afectado por las condiciones climatológicas en el mar.
- ⊗ Mayores costes de operación.
- ⊗ Existencia de retos operacionales para la conexión y el mantenimiento de dicha conexión a la instalación de descarga.
- ⊗ Las diferentes condiciones entre el buque de CO₂ (7 bar y -50°C) y el pozo de inyección (100-200 bar), implican la instalación de equipos de bombeo y calefacción en el buque.

Se debe tener presente el transporte por barco, como una alternativa a las tuberías en aquellas situaciones donde el almacenamiento se encuentre en el mar, para largas distancias o durante cortos periodos de tiempo. En especial, en España, debido a la inexistencia de almacenamientos geológicos situados en tierra y a la presencia de clusters emisores de CO₂ en las proximidades a la costa.

5.3.1.3. Almacenamiento de CO₂.

Existe aún mucha incertidumbre respecto a la estimación de costes actuales y futuros para el almacenamiento de CO₂. En algunos casos, ya se desarrolla para ciertas aplicaciones industriales en mercados ya muy maduros, como por ejemplo en la recuperación de petróleo.

De manera general, se estima que el almacenamiento geológico es más rentable que el oceánico, siendo la carbonatación mineral la tecnología más costosa.

Con respecto a la capacidad de almacenamiento, se puede decir que, el mayor potencial es ofrecido por las formaciones salinas profundas. Se estima una capacidad mínima de almacenamiento geológico de CO₂ de unos 2000Gt. Otra alternativa es el almacenamiento oceánico, se estima que existe la posibilidad de almacenar varios miles de Gt de CO₂, sin embargo, no existen datos suficientes que lo demuestren.

Tipo de Almacenamiento	Coste (€/tCO ₂)	
Geologico	0,51	7,055
Oceanico	4,25	25,5
Mineral	42,5	85

Tabla 5-31: Coste de tonelada de CO₂ evitada para diferentes tipos de almacenamiento. Fuente: El ciclo del Carbono. Enlace: elciclodelcarbono.com.

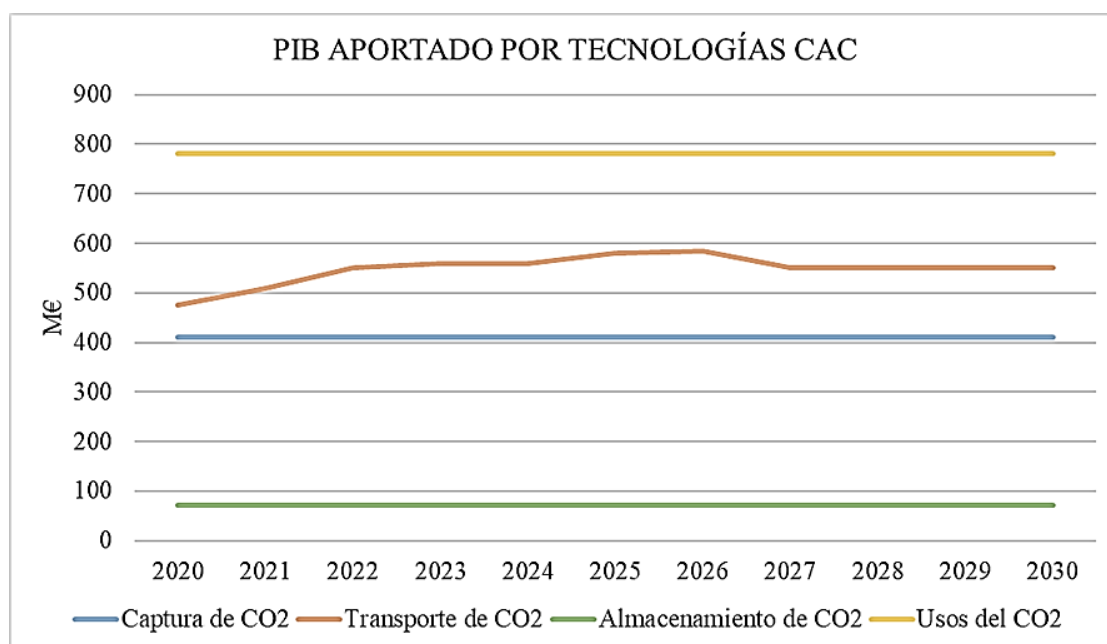
Capacidad de almacenamiento (Gt de CO ₂)		
Tipo de Depósito	Estimación Inferior	Estimación Superior
Yacimiento de Petróleo y Gas	675	900
Capas de hulla no exploradas	3-15	200
Formaciones salinas profundas	1000	10000

Tabla 5-32: Estimación de capacidad de almacenamiento de CO₂. Fuente: El ciclo del Carbono. Enlace: elciclodelcarbono.com.

*En el caso de los yacimientos de petróleo y gas los datos podrían aumentar un 25%, si se incluyeran los yacimientos aún no descubiertos.

5.3.2. PIB

Según la Plataforma Tecnológica Española de CO₂, el uso de tecnologías CAC/CAUC estima que podrá llegar a contribuir al PIB actual, y con proyección al 2030, un total de 1800M€. Se prevé que esta estimación evolucionará de la siguiente forma:



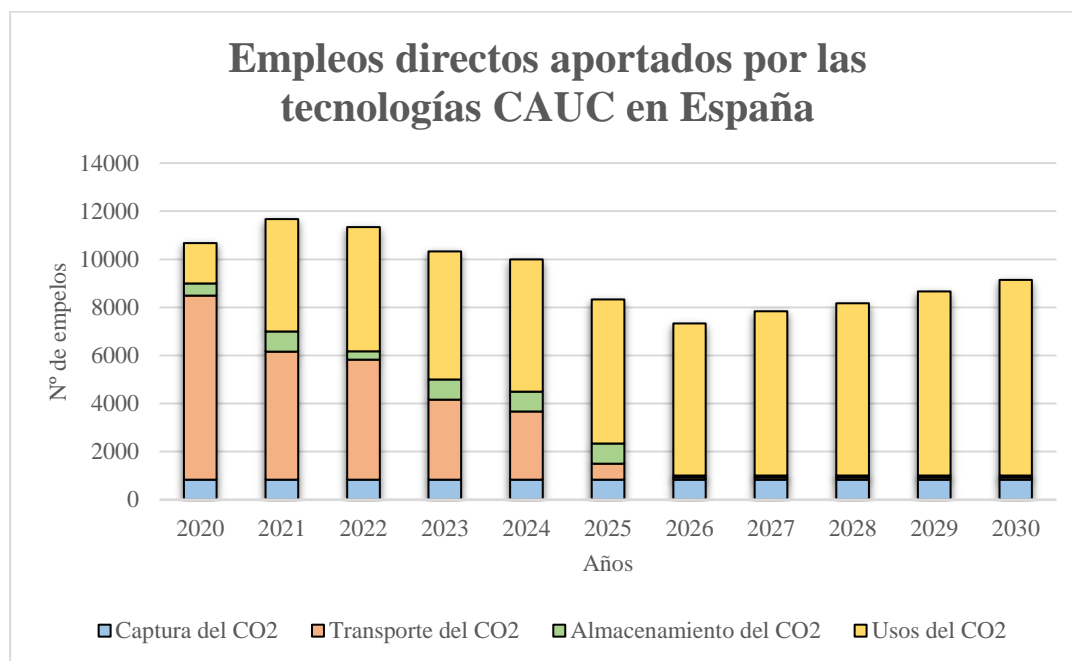
* La estimación del aumento de PIB sobre la Captura de CO₂ ha sido obtenida a través del documento “Indicadores de caracterización de las tecnologías energéticas españolas” elaborado por CREARA Energy Experts para CIEMAT en 2017. El informe sobre Implicaciones socioeconómicas del desarrollo tecnológico y comercial de la CAC OPTI (Instituto prospectiva tecnológica industrial) constituye un completo estudio sobre la aportación de del transporte de CO₂ en la economía española (PIB directo e indirecto)

Gráfica 5-23: Evolución del PIB aportado por el uso de las tecnologías CAC/CAUC. Fuente: PTECO2.

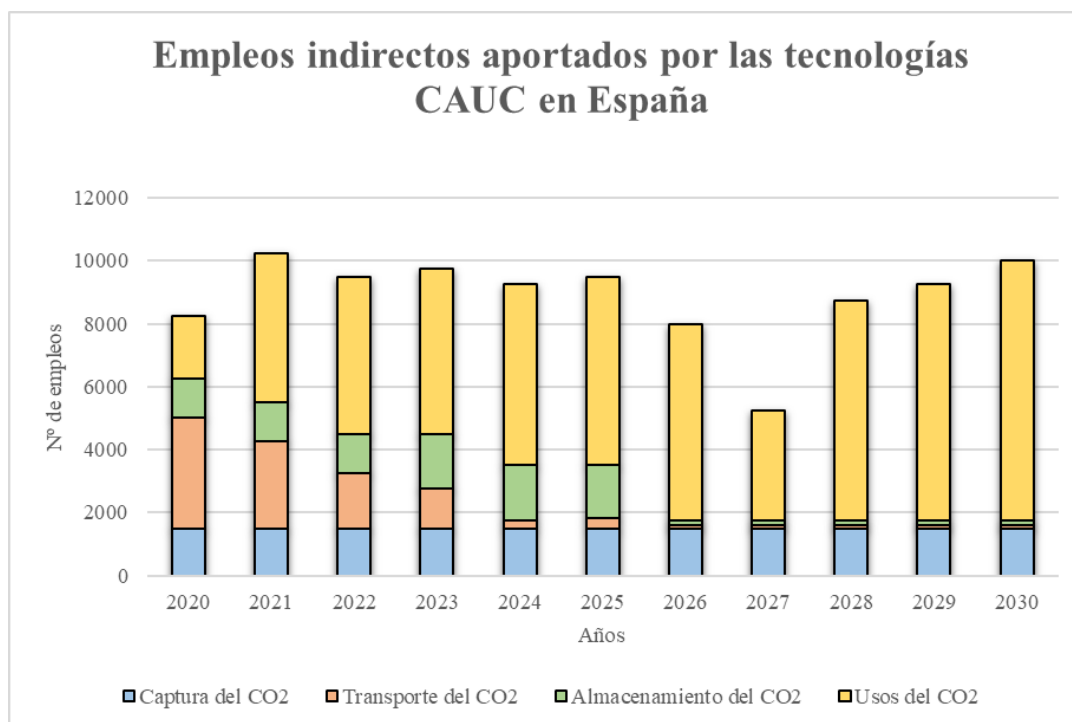
5.3.3. Creación de empleos.

Entre los años 2020 y 2030 se estima la creación de 8000-12000 empleos directos. Destacando el bloque tecnológico de los usos del CO₂, el cual se consolida en la segunda mitad de la década. Los empleos directos aportados por el sector de la captura se mantendrán constante, mientras que los sectores almacenamiento y transporte serán mucho más variables, y despreciables tras la consolidación de la tecnología.

En lo que a empleos indirectos se refiere, la PTECO2 estima una creación entre 6000-11000 empleos. En la primera mitad de la década predominan los empleos en el sector del transporte, mientras que en la segunda mitad se consolidará el bloque de usos, al igual que en los empleos directos. El sector del almacenamiento es el más variable, siendo despreciable durante toda la segunda mitad de la década, nada que ver con el sector de la captura de CO₂, que se mantiene contante durante todo el periodo.



Gráfica 5-24: Estimación de la creación de empleos directos por las CAUC. Fuente: PTECO2



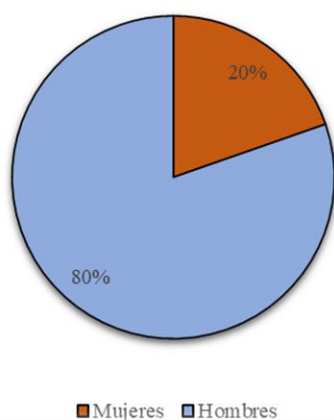
Gráfica 5-25: Estimación de empleos indirectos por las CAUC. Fuente: PTECO2.

Una vez estimado el número de empleos, tanto directos como indirectos, creados por parte de las tecnologías CAUC en España, será necesario caracterizarlos.

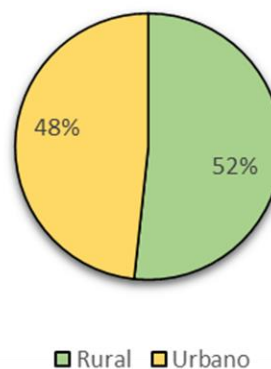
Por un lado, la creación de empleo será mayoritariamente masculino, aproximadamente el 80% de los nuevos empleos serán ocupados por hombre, mientras que, el 20% restante, por mujeres.

Por otro lado, atendiendo al ámbito de residencia de los trabajadores será muy equilibrado, ya que, un 52% de los trabajadores residirán en zonas rurales, frente al 48% que residirán en zonas urbanas.

Creación de empleo por sexo

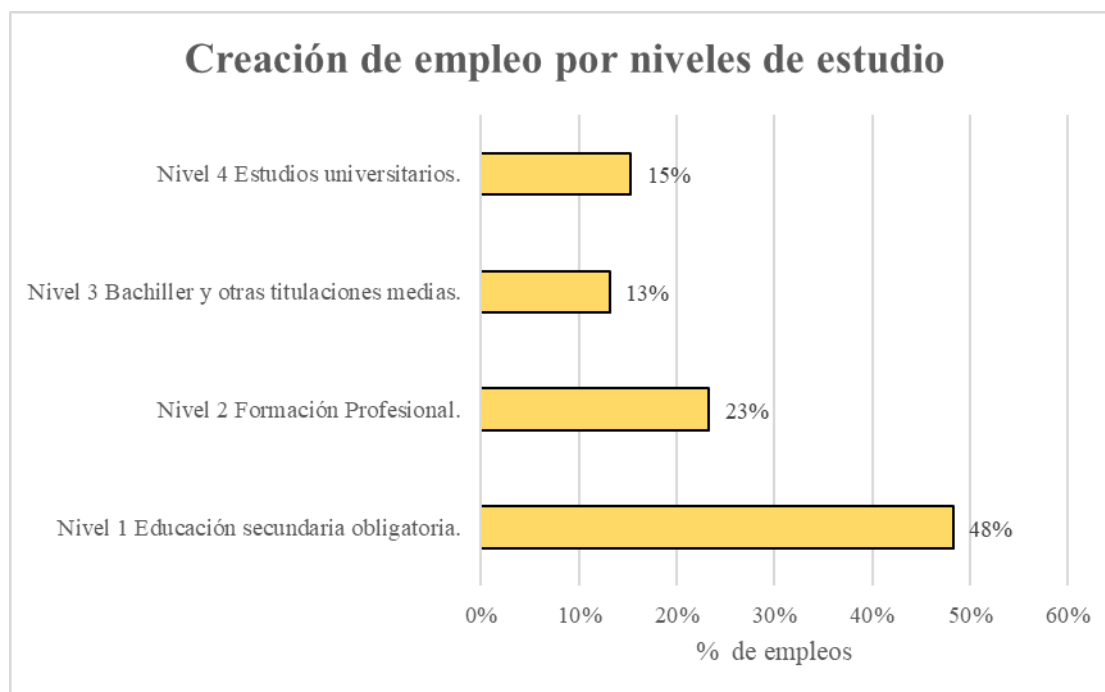


Creación de empleo por ámbito de residencia



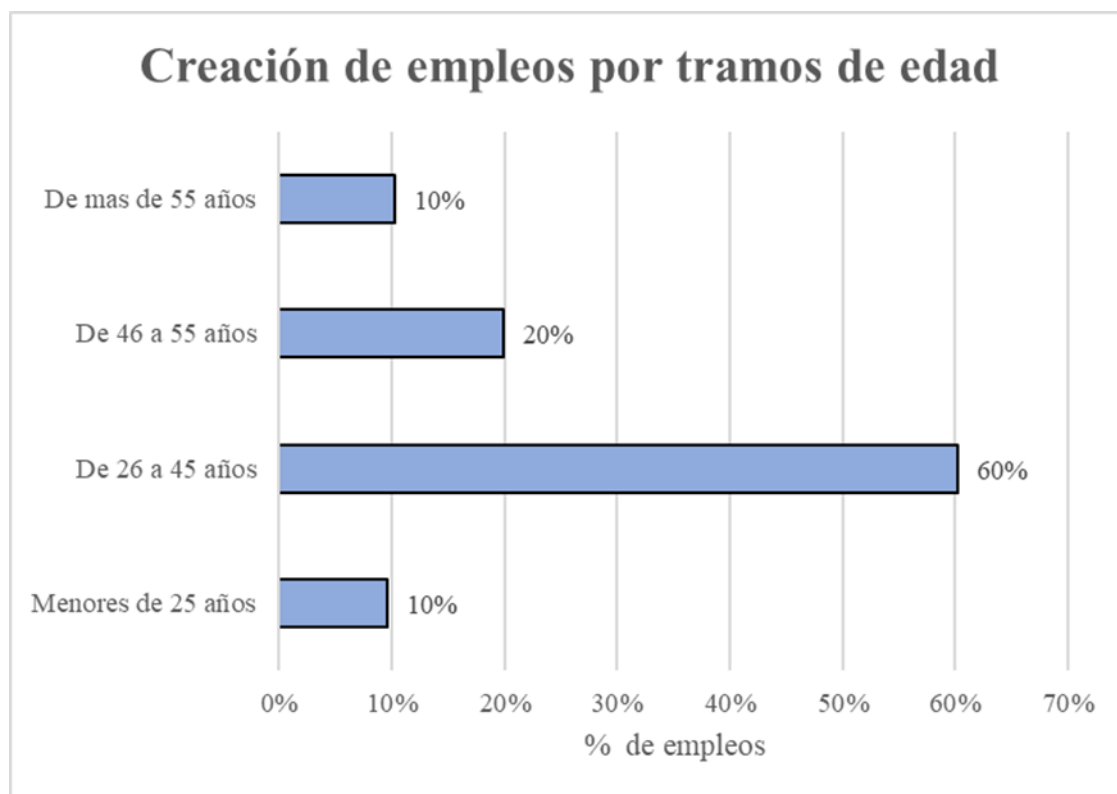
Gráfica 5-26: Características de los empleos creados. Fuente: [11].

Respecto al nivel de estudios, la creación de empleo se estima que estará muy polarizada, casi la mitad, el 48%, ocupado por trabajadores con educación secundaria obligatoria. El resto de los puestos de trabajos serán ocupados por, un 23 % trabajadores con estudios de formaciones profesional, 15% personas con estudios universitarios y un 13% de personas con títulos de bachiller u otras titulaciones medias.



Gráfica 5-27: Creación de empleo por niveles de estudios. Fuente: [11].

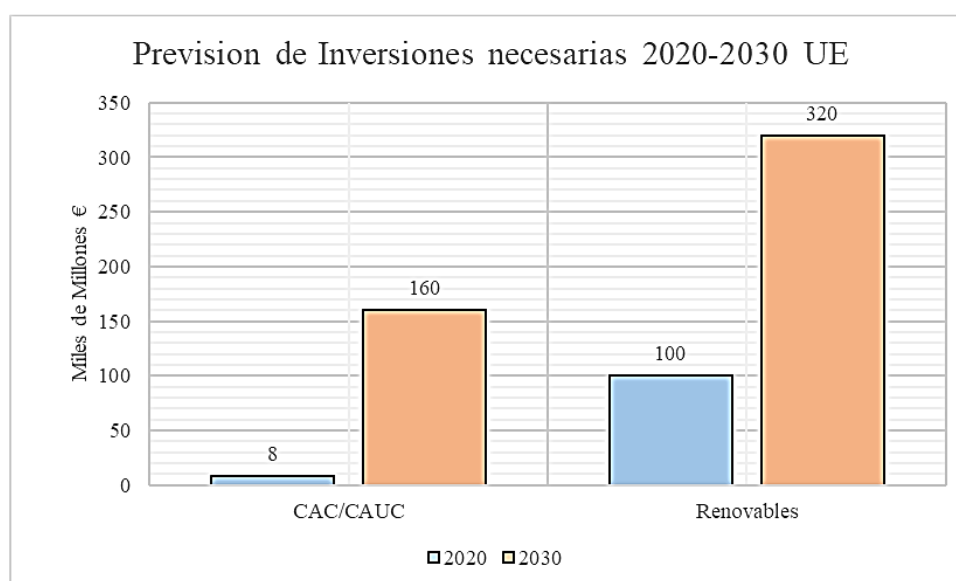
Para terminar, los puestos de trabajos están centrados principalmente en un tramo de edad intermedia, entre 26 y 45 años, con un 60%. Asimismo, el 20% de los trabajadores corresponderán a edades entre 46 y 55 años. Finalmente, el último 20% se reparte de igual forma entre los trabajadores menores de 25 años y los mayores de 55 años.

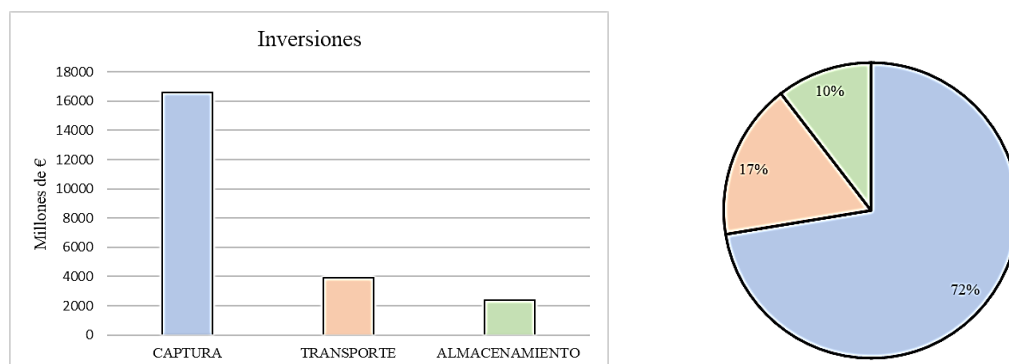


Gráfica 5-28: Creación de empleo por tramos de edad. Fuente: [11].

5.3.4. Inversión y Financiación.

El conjunto de inversiones que se prevén entre el periodo 2014-2024 requiere unos 22.900 millones de euros, suponiendo para 2030 casi 100.000 millones de euros, Gráfica 5-29 La fase de captura concentraría el 72,4% de las inversiones; un 17,1% el transporte; y 10,5% el almacenamiento.



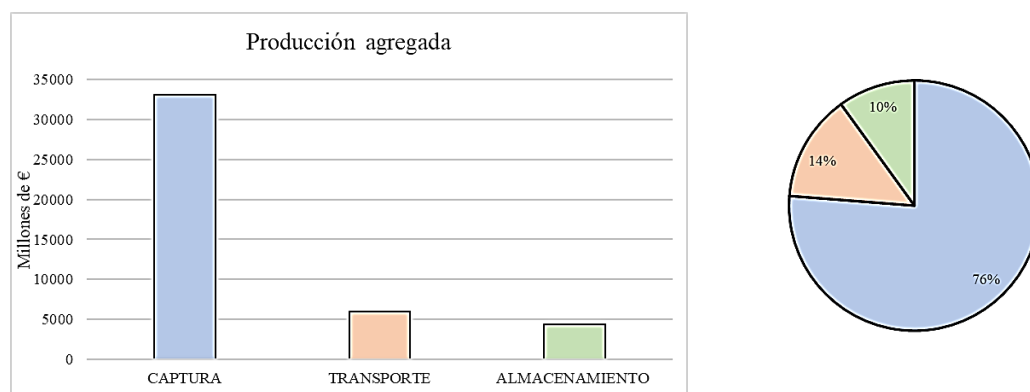


Gráfica 5-29: Arriba: Previsión de inversiones necesarias entre 2020 y 2030 para CAUC y energías renovables. Fuente: WEO2009, AIE. Abajo: Estimación de la inversión por fases entre 2014 y 2024. Fuente: [11].

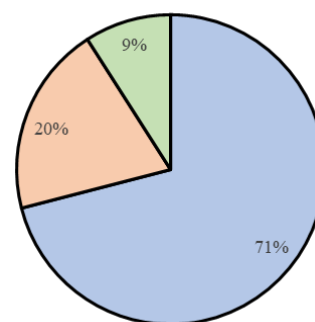
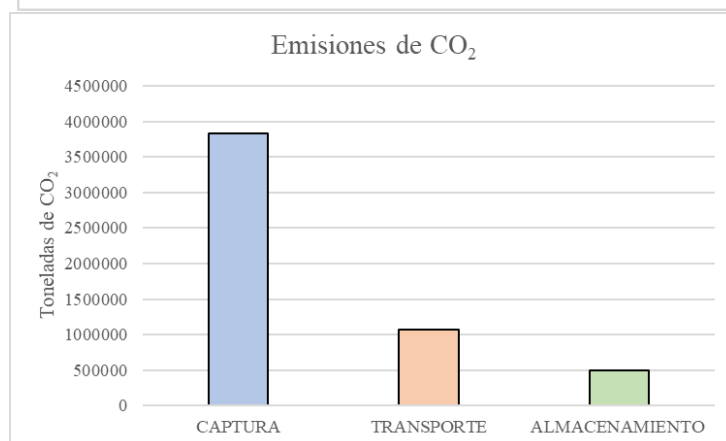
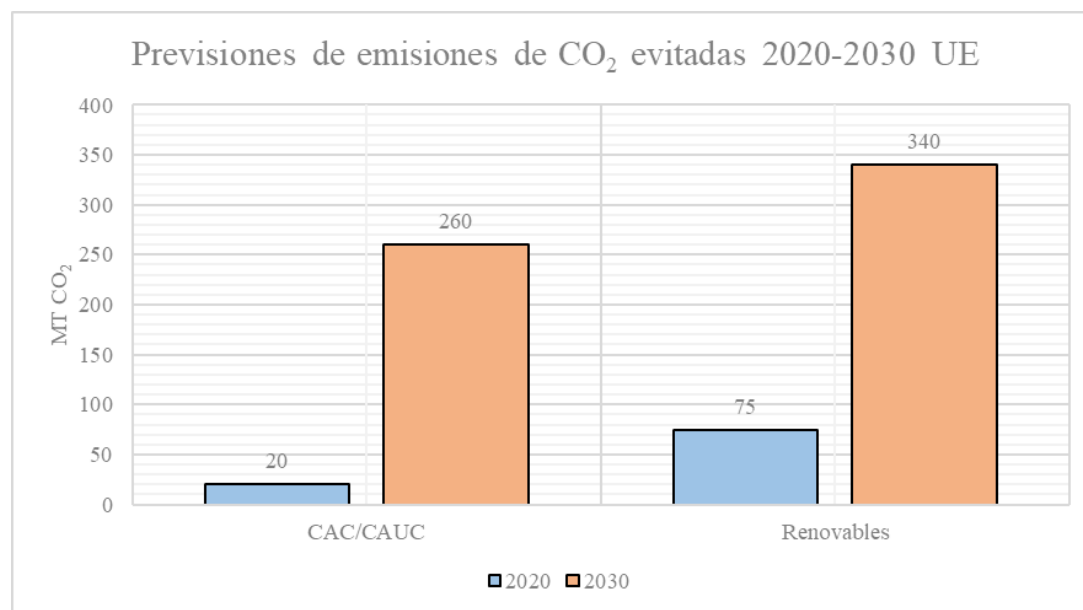
Entre ese mismo periodo de tiempo, la PTECO2 estima un aumento de la producción agregada de 43.378 millones de euros, Gráfica 5-30; un aumento de las emisiones de CO₂ de 5,4 millones de toneladas, distribuidas en la fase de ejecución. La fase de captura es la que concentra la mayor parte de estos aumentos. Sin embargo, se prevé que para 2030 el CO₂ evitado por parte de las tecnologías CAC/CAUC será aproximadamente de 75 millones de toneladas.

El impacto creado por la instalación de la tecnología no tiene grandes disparidades entre las tres fases consideradas, ya que, en términos de la cadena de valor e infraestructuras, las tres fases son consideradas similares.

La mayor inversión es presentada por la fase de captura, muy intensiva en la creación del empleo, dando mayor número de puestos de trabajo por cada millón de euros, frente a las fases de transporte y almacenamiento.



Gráfica 5-30: Aumento de producción agregada entre 2014-2024. Fuente: [11].

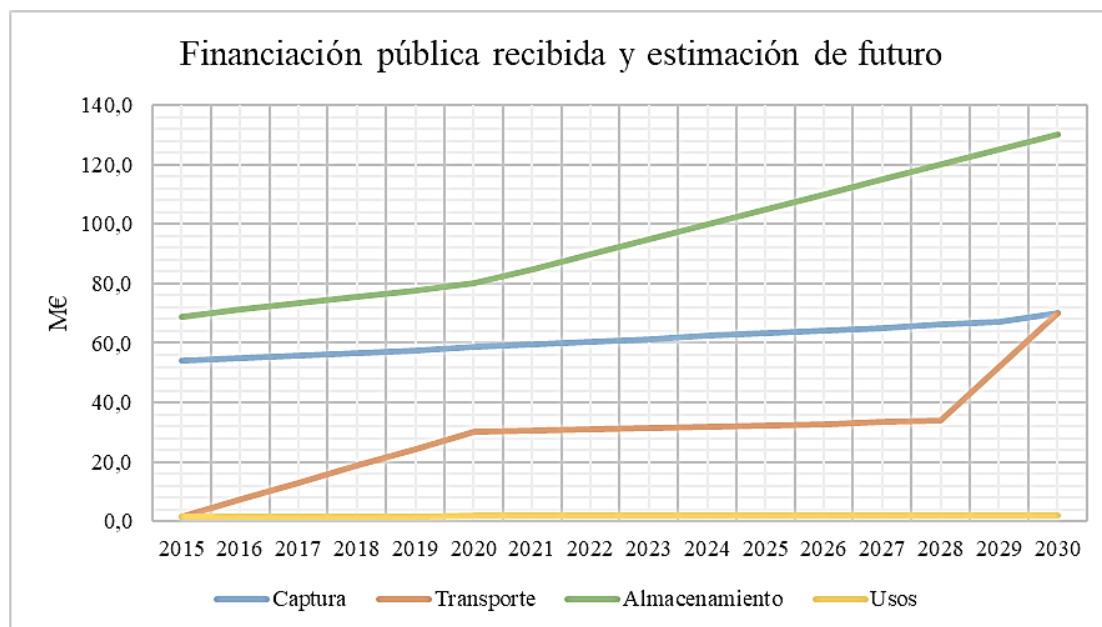


Gráfica 5-31: Arriba: Previsión de CO₂ evitado entre 2020 y 2030 por parte de las CAUC y las energías renovables. Fuente: WEO2009, AIE. Abajo: Estimación de emisiones de CO₂ por parte de las diferentes fases de las CAC. Fuente: [11].

La financiación obtenida no tiene un crecimiento exponencial, sin embargo, sí es proporcional. Hasta la actualidad, la financiación europea recibida no está siendo muy

elevada. Existen institutos públicos y privados participando en proyectos CAUC siendo referentes a nivel europeo.

La financiación pública recibida hasta el momento y proyectada hasta 2030 para tecnologías CAUC evoluciona de la siguiente forma:

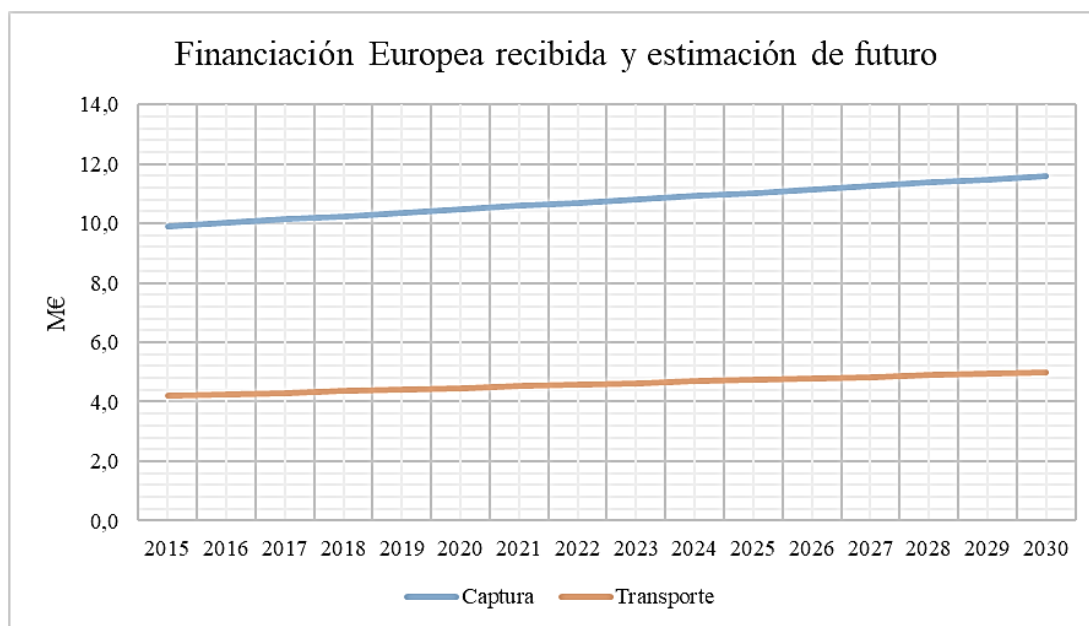


Gráfica 5-32: Financiación pública recibida y estimación de futuro. Fuente: PTECO2.

Podemos observar que la financiación para las fases de captura y usos de CO₂ se mantiene bastante constante a lo largo de los años, siendo muy superior la destinada a la captura. El mayor incremento de financiación se prevé que ocurra en la fase de transporte, seguido de la fase de almacenamiento.

Un punto en común de todas ellas es que se estima que su despliegue ocurra a partir del 2020.

A continuación, se puede observar la financiación hasta la actualidad y también, proyectada a futuro, tanto de la financiación obtenida por parte de Europa o internacional.



Gráfica 5-33: Financiación hasta la actualidad y estimación de la financiación a futuro por parte de Europa.
Fuente: PTECO2.



Gráfica 5-34: Financiación Internacional hasta la actualidad y estimación de la financiación a futuro Fuente: PTECO2.

5.3.5. Análisis de debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades.

Un análisis DAFO es una herramienta idónea para realizar diagnósticos fiables acerca de proyectos ante el cual, deseamos tomar decisiones estratégicas. Su uso nos facilita recolectar información muy valiosa de forma gráfica y sencilla. De encontrarse ante la posibilidad de iniciar o consolidar un proyecto es imprescindible recurrir a este método, cuyo objetivo es tomar una u otra decisión.

En el presente capítulo se presentan los análisis DAFO de cada fase del proyecto, captura, transporte y almacenamiento. La fase de captura será dividida en cada una de las tecnologías de captura; precombustión, oxcombustión y postcombustión. Y para finalizar se presenta un análisis global de la tecnología CAC.

	INTERNO	EXTERNO
NEGATIVO	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Falta de una tecnología nacional que consolide el desarrollo a nivel comercial. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Situación del mercado eléctrico nacional. ➤ Incertidumbre del futuro de la planta de ELCOGAS. Pérdida de liderazgo de la tecnología. ➤ Pérdida de interés de la economía del hidrógeno, pudiendo llegar a afectar a la implantación de la tecnología de pre-combustión.
POSITIVO	<ul style="list-style-type: none"> ➤ La planta piloto de 14 MWt en la central GICC de Puertollano para la separación de CO₂ en pre-combustión de H₂ y electricidad. ➤ Gran experiencia en la operación de centrales de GICC. ➤ Apoyo regional al proyecto. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Contar con la mayor central de gasificación integrada con ciclo combinado (ELCOGAS). ➤ Participación activa en Proyectos de I+D europeos que permitan la realización de grandes avances en dicha tecnología.

Ilustración 5-52: Análisis DAFO sobre el proceso de captura- precombustión. Fuente: Elaboración propia basado en [4].

	INTERNO	EXTERNO
NEGATIVO	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Necesidad de tecnólogos con más experiencia en los procesos de absorción química. ➤ Necesidad de encontrar un mejor posicionamiento en el mercado. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Amplia competencia con otros grupos de investigación a la hora de desarrollar absorbentes más potentes. ➤ Mayor número de grupos competidores en captura de CO₂ a través de la carbonatación-calcinación.
POSITIVO	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Planta piloto de post-combustión en la central térmica de Compostilla. ➤ Plantas piloto de carbonatación-calcinación en las centrales térmicas de La Pereda y La Robla. ➤ Grupos de investigación e infraestructuras eficaces. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Reducidas inversiones necesarias para la investigación en nuevos absorbentes o para el desarrollo de nuevos materiales para membranas. ➤ Liderazgo mundial en la tecnología de carbonatación-calcinación. ➤ Buen posicionamiento estratégico.

Ilustración 5-53: Análisis DAFO sobre el proceso de captura-oxi-combustión. Fuente: Elaboración propia basado en [4].

	INTERNO	EXTERNO
NEGATIVO	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Necesidad de una elevada inversión para el mantenimiento de las plantas pilotos existentes. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Situación económica actual. ➤ Incertidumbre sobre el desarrollo del proyecto de demostración OXYCFB300. ➤ Posibilidad de la destrucción de la posición ventajosa actual de dicha tecnología debido al parón en el desarrollo por motivos económicos y falta de apoyos.
POSITIVO	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Plantas pilotos de captura de CO₂ por oxidación de carbón pulverizado de 20MWt y lecho fluido circulante de 30 MWt en CIUDEN, Ponferrada. ➤ Presencia de empresas del sector de suministro de gases en dicha tecnología. ➤ Importante grupo de investigación en tecnologías de Chemical Looping en relación con otros importantes grupos de investigación europeos. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Gran liderazgo en el desarrollo de tecnologías de lecho fluido circulante en oxidación. ➤ Posibilidad de desarrollar una de las primeras plantas de demostración en el mundo. ➤ Gran experiencia conseguida en el desarrollo del proyecto de OXYCF300.

Ilustración 5-54: Análisis DAFO sobre el proceso de captura- postcombustión. Fuente: Elaboración propia basado en [4].

	INTERNO	EXTERNO
NEGATIVO	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Excasa o nula legislación nacional sobre el transporte del CO₂. ➤ Escasos proyectos de redes de transporte de CO₂ existentes. ➤ Elevadas inversiones. ➤ Afección de las impurezas 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Oposición social a la construcción de ceo-ductos. ➤ Elevado impacto visual. ➤ Falta de apoyo institucional. ➤ Falta de claridad en el plan de políticas energéticas nacional.
POSITIVO	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Existencia de una red de gaseoductos (GN), con décadas de experiencia. ➤ Infraestructuras muy desarrolladas a nivel mundial, con un elevado grado de seguridad y un bajo ratio de fugas. ➤ Variedad a la hora de elegir el tipo de transporte que mas rentabilidad suponga. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ España cuenta con numeros puertos marítimos para el transporte a traves de buques. ➤ Financiación europea a traves de los CEF (Connecting Europe Facility), en la construccion de infraestructuras (ceo-ductos).

Ilustración 5-55: Análisis DAFO sobre el proceso de transporte de CO₂. Fuente: [8].

Viabilidad Económica de Proyectos CAC/CAUC en España.

	INTERNO	EXTERNO
NEGATIVO	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Escasez de yacimientos de hidrocarburos en España, para su uso como almacenes de CO₂. ➤ Escasez de estudios sobre la caracterización del subsuelo y sobre la estanqueidad del almacén a largo plazo. ➤ Dificultad en el acceso a información de exploraciones del subsuelo ya existentes. ➤ Disminución de ayudas en I+D+i. ➤ Incertidumbre en la realización y rentabilidad de los proyectos. ➤ Reducido desarrollo de tecnologías que abaraten los costes del almacenamiento. ➤ Escasos proyectos existentes. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Escaso apoyo institucional en la investigación de desarrollo de almacenes de CO₂. ➤ Inexistencia de un mercado de CO₂ en España. ➤ Limitada definición de las políticas energéticas españolas a corto, medio y largo plazo. ➤ Oposición social a dicha actividad.
POSITIVO	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Elevado potencial de almacenamiento en las cuencas sedimentarias de España. ➤ Experiencias piloto de almacenamiento geológico de CO₂ en España (CIUDEN). ➤ Diferentes iniciativas de investigación. (CENTCO2, PSECO2, GeoCapacity, COMET, CGS Europe, CARBOLAB, ALGECO2, etc) ➤ Gran desarrollo histórico del sector minero español. ➤ Contexto europeo beneficioso para el desarrollo del almacenamiento de CO₂ (ENOS-H2020). ➤ Ley 40/2010 de 29 de diciembre (almacenamiento geológico de CO₂). 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Reducción de las emisiones de CO₂ a corto y medio plazo hasta la implantación de energías renovables. ➤ Posibilita la combinación con otras tecnologías con gran desarrollo como la geotermia. ➤ Mayor desarrollo económico de las cuencas mineras y carboníferas, mediante la implantación del método de ECBM. ➤ Gran oportunidad para la creación de empresas y grupos de investigación. ➤ Beneficios económicos y sociales.

Ilustración 5-56: Análisis DAFO sobre el proceso de almacenamiento de CO₂. Fuente: [10].

	INTERNO	EXTERNO
NEGATIVO	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Tecnología inmadura, no suficientemente probada. ➤ Inversiones y costes elevados. ➤ Incertidumbre en el almacenamiento a medio-largo plazo. ➤ Almacenamiento limitado. ➤ No todos los países cuentan con zonas para su almacenamiento. ➤ Tecnología 'no verde' (idea de parche). ➤ Penalización energéticas. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Daño y alteración de los ecosistemas. ➤ Daño en la población cercana a los almacenamientos. ➤ Aceptación Social. ➤ Aceptación del Mercado (consumidores, inversores). ➤ Alto grado de desconocimiento por parte de la población. ➤ Preferencia por otras tecnologías energéticas. ➤ Puede obstaculizar el desarrollo de energías renovables.
POSITIVO	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Permite reducir las emisiones de CO₂. ➤ Posibilidad de reutilizar el CO₂. ➤ Permite evitar penalizaciones sobre las emisiones de CO₂. ➤ Combatir con el cambio climático. ➤ Capacidad para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París. ➤ Efectividad en prácticas realizadas, como EOR. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Beneficios económicos en las zonas de emplazamiento. ➤ Contribución en políticas energéticas y de cambio climático. ➤ Nuevas oportunidades comerciales.

Ilustración 5-57: Análisis DAFO global de la tecnología CAC. Fuente: Elaboración propia.

6. CONCLUSIONES

Las tecnologías CAC/CAUC se presentan como una opción reseñable para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. El avance industrial impide la reducción en las emisiones de dióxido de carbono. Por lo que, es necesario enfocar todas las fuerzas en impulsar, aún más, el uso de las energías renovables, aplicar la eficiencia energética y desarrollar las tecnologías de mitigación del CO₂ y las CAC/CAUC.

Durante el desarrollo de este documento se han detallado cada una de las fases que componen las tecnologías CAC/CAUC. A continuación, se presentarán aquellas tecnologías cuyo desarrollo destaca en el ámbito nacional, y que se postulan como las opciones más factibles en España.

Actualmente, no hay una clara diferencia entre las distintas tecnologías de captura. Todas ellas podrían ser competitivas en un futuro, una vez sean demostradas con éxito.

El proceso de Calcium Looping (Ciclos de Calcinación-Carbonatación) presenta una ventaja competitiva importante en España. Existen diversos centros de investigación sobre esta opción de captura y experiencia obtenida a través de plantas pilotos como las de Asturias y León. Además, España cuenta con materia prima (carbonatos cálcicos minerales) y tecnología suficiente para llevar a cabo este tipo de proyectos.

Este tipo de proyectos carecen aun de continuidad en el desarrollo de nuevas iniciativas, presentándose como una barrera en el progreso de dichos proyectos.

Las oportunidades que se han identificado son la participación en proyectos europeos en consorcio con otras empresas de alto nivel, convertirse en líderes mundiales en esta tecnología mediante una buena posición estratégica, y vinculación con la industria cementera.

Gráfica 6-35: Síntesis Iniciativa Tecnológica Prioritaria en CAUC sobre la tecnología de captura de carbonatación-calcinación. Fuente: PTECO2.

	Tamaño de mercado mundial			
	Agregado		Media Anual	
	2015-2020	2021-2030	2015-2020	2021-2030
CO ₂ gestionado (Mt/año)	177	2057	29,5	205,7
Mercado (M€)	3618	89152	603	8915,2
Coste del CO ₂ (€/tCO ₂)	111	410	18,5	41
% valor capturado por el sector español	-	-	1	2,23

	Tamaño de mercado en España			
	Agregado		Media Anual	
	2015-2020	2021-2030	2015-2020	2021-2030
CO ₂ gestionado (Mt/año)	2,6	40,5	0,43	4,05
Mercado (M€)	78	1703,4	13	170,34
Coste del CO ₂ (€/tCO ₂)	111	410	18,5	41
% valor capturado por el sector español	-	-	5	30

Una planificación estratégica y temprana de una infraestructura de transporte de CO₂ a gran escala es vital para una reducción de costes a largo plazo, incluyendo el desarrollo de clusters. Agrupar las plantas en una red de transporte puede lograr importantes economías de escala, tanto en el transporte como en el almacenamiento de CO₂.

España cuenta con una amplia experiencia en el transporte de GN por gaseoducto, esto permite abaratar los esfuerzos en el desarrollo de nuevas tecnologías de transporte de CO₂ por ceoductos, únicamente debe adaptarse la ya madura tecnología del GN a las condiciones del CO₂.



Ilustración 6-58: Red de transporte de gas natural en España. Fuente: ENAGAS

De forma general, la industria española, foco emisor de CO₂, se encuentra agrupada en las zonas costeras, teniendo a su disposición la posibilidad de transportar por medio marítimo el CO₂.

Una vez evaluados las fotos emisores de CO₂ se puede efectuar un clusterin de ellas y definir los sumideros de CO₂ en España, para posteriormente definir una serie de líneas de transporte de CO₂. Para ello se emplearon modelos GIS que buscaron los mejores trazados y sus costes asociados, basándose en la orografía existente, en las carreteras, rutas marítimas, líneas ferroviarias e infraestructuras de gas. Esto fue evaluado por el proyecto COMET, cuyo objetivo es la identificación y evaluación de la infraestructura de transporte y almacenamiento de CO₂ más efectiva con relación a sus costes, para dar servicio a la zona del Mediterráneo occidental, incluyendo Portugal, España y Marruecos.

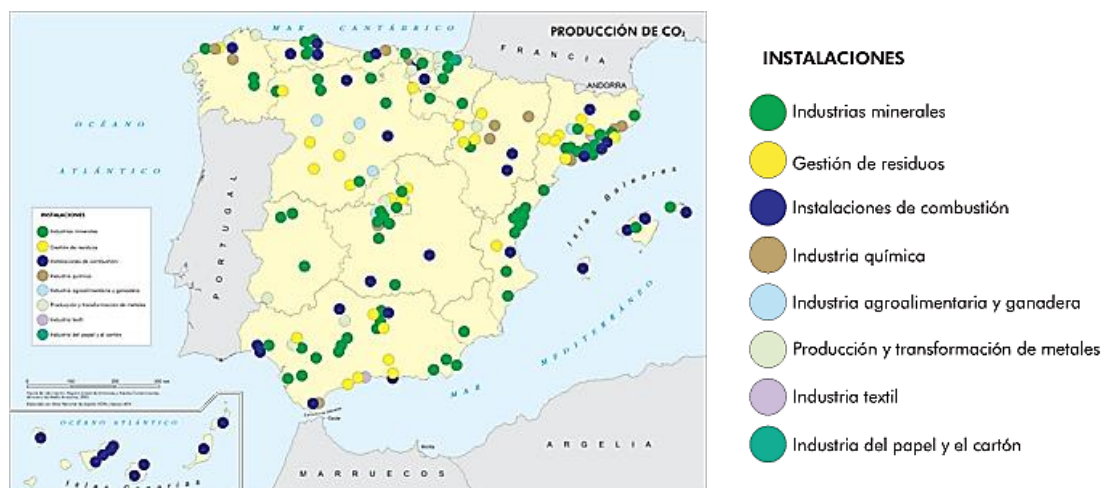


Ilustración 6-59: Distribución de instalaciones industriales en España: Fuente Instituto Geográfico nacional.



Ilustración 6-60: Agrupación de puntos de inyección. Fuente: COMET.

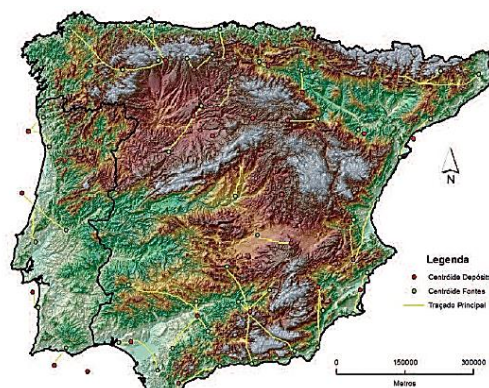


Ilustración 6-61: Líneas de transporte de unión de fuente e inyección. Fuente: COMET.

El transporte de CO₂ en España, tanto por medio de tuberías como por medio de buques, es una opción sólida, con una gran ventaja competitiva sobre otros países que carezcan de experiencia previa en este ámbito.

La ubicación, el tipo de emplazamiento, la capacidad del depósito y su calidad, son los principales factores que determinarán los costes de almacenamiento de CO₂. En tierra resulta más barato que en alta mar. Los yacimientos agotados de petróleo y gas natural hacen el almacenamiento más barato que los acuíferos salinos profundos. Reduciendo aún más los costes si se trata de depósitos grandes y con alta inyectividad.

Existe una gran variabilidad en los costes de almacenamiento y un elevado riesgo en la inversión para la explotación de los acuíferos salinos, por lo que, hace necesario desarrollar un mecanismo de riesgo-beneficio para desplegar su potencial y garantizar que existe suficiente capacidad de almacenamiento para un plazo de tiempo necesario.

España fue el primer país en trasponer la *Directiva 2009/31/CE* del Parlamento Europeo y del Consejo mediante la aprobación de la *Ley 40/2010* de almacenamiento geológico de dióxido de carbono. En esta ley se especifican todas las obligaciones y derechos que poseen los propietarios de las concesiones de almacenamiento.

Los acuíferos salinos profundos son los principales sistemas de almacenamiento en España, cuya ventaja competitiva es la posesión de una alta capacidad en el uso de herramientas geofísicas para caracterizar almacenamientos. Esta ventaja, se debe a la experiencia obtenida en el estudio del subsuelo por la industria minera. Proyectos como GESTCO, CASTOR, CO2SINK, RECOPOL, ofrecieron herramientas y conocimientos elevados en esta práctica.

La principal desventaja es el rechazo social por cualquier actividad relacionada con la explotación del subsuelo. Este rechazo fue acentuado por el proyecto CASTOR. Este se encuentra a 21Km de la costa de Castellón, falló en su objetivo de convertirse en un almacenamiento de GN, cesando su actividad en cuanto se produjo una crisis sísmica. Otro miedo presente es el relacionado con la incertidumbre de reemplazar tecnologías maduras por otras con menor desarrollo.

Una oportunidad identificada sería la mayor implicación de la sociedad por tecnologías aparentemente menos agresivas y la mejora de las tecnologías que podrían terminar aplicándose en los sectores del subsuelo.

La inyección de fluidos en sondeos profundos es una tecnología muy desarrollada a nivel nacional. La avanzada tecnología minera es la que permite abaratar costes de perforación e inyección para el almacenamiento del CO₂. Además de contar con la experiencia de inyección de gases o fluidos corrosivos en yacimientos agotados de gas natural o hidrocarburos, como la cuenca del Guadiana, Burgos. Destacan aquellos con inyección y almacenamiento de gas natural en almacenamientos de hidrocarburos ya agotados (Cádiz, Guadalajara) y la inyección de salmuera de rechazo en las explotaciones salinas y en plantas de desalación (Navarra, Alicante y Murcia). Por ello, esta tecnología solo ha de adaptarse a las condiciones de presión, temperatura y resistencia a la corrosión en las que el CO₂ debe ser inyectado.

Este tipo de proyectos acarrear con largos periodos en la tramitación de permisos, falta de información, e incluso falta de formación. Estas barreras podrían ser solventadas mediante el análisis de plantas previas como la de Hontomin, y también con una mayor formación sobre las técnicas sísmicas o perforaciones petroleras, para así reducir el rechazo social existente.

A pesar de que España no cuenta con significativos yacimientos de hidrocarburos, en la actualidad, existen hasta cuatro cuencas sedimentarias en la península ibérica con potencial interés para el estudio de posibles estructuras susceptibles de ser utilizadas como almacenamiento geológico de CO₂.



Ilustración 6-62: Cuencas sedimentarias en la Península Ibérica con alto potencial para convertirse en almacenamiento de CO₂. Fuente: AVANZACO2

La carbonatación acelerada de residuos alcalinos permite capturar el CO₂ emitido por la industria, y, además, mejorar las propiedades geoquímicas del residuo y transformarlo en un producto. España cuenta con experiencia en trabajos realizados con polvo de cemento de hornos y cenizas en el marco del proyecto CENIT SOST-CO₂. Este proyecto se encuentra desarrollando nuevos procesos para usos industriales del CO₂. En este ámbito, existe un ineficiente intercambio de información científico entre el sector industrial y el científico, y un rechazo a la inversión final. Esto podría cambiar en caso de fomentar el desarrollo y mejora de las tecnologías relacionadas con el CO₂.

Otro uso que destaca en España es el uso químico del CO₂ como fertilizante. Destacando el proyecto CENIT-CO₂ que trata sobre la fijación del CO₂ en esponjas de hierro para formar magnetita. Por otro lado, el proyecto ECO-CEMENT, pretende desarrollar nuevos cementos mediante la incorporación de CO₂ en forma de carbonatos precipitados por la acción bacteriana. Estas tecnologías permiten aprovechar compuestos considerados residuos como nuevos recursos.

El CO₂ también puede ser utilizado en la síntesis de nuevos materiales, como polímeros. Dentro del proyecto, ya antes mencionado, CENIT-CO₂ también se ensayó la reactividad del CO₂ con la glicerina cuyo objetivo es la obtención de carbonatos o policarbonatos de glicerol, esta línea posteriormente ha sido utilizada en otros proyectos internacionales. Esta tecnología aún tiene dificultad para alcanzar la escala comercial, pero sí existe un gran interés por su desarrollo.

Las tecnologías CAC/CAUC son aplicables tanto en las plantas de producción de energía a partir de gas natural como de carbón. Sus costes dependerán de cada tipo de tipo de instalación, de la potencia de estas, de los precios del combustible y de la situación del mercado.

Existen tres factores fundamentales que determinaran la **viabilidad económica** de los proyectos CAC/CAUC.

- El coste del crédito del carbono.
- El coste de evitar una tonelada de CO₂.
- La repercusión de este proceso en el coste del producto.

Las tecnologías CAC/CAUC necesita un entorno seguro en la inversión a largo plazo. En base a la evolución actual de los derechos de emisión, el sistema de Comercio de Emisiones de la UE no incentiva lo suficiente la inversión en este tipo de plantas. Por tanto, es necesario de políticas complementarias que faciliten estas inversiones durante el periodo de desarrollo y demostración a escala comercial, hasta que, los derechos de emisión aumenten lo suficiente como para que la instalación de estas plantas resulte una opción más rentable. El objetivo principal de estas medidas es hacer más atractiva, para los inversionistas, la generación eléctrica con CAC/CAUC que sin ella.

De otro modo, Europa no podrá alcanzar los objetivos de reducción de CO₂ de manera rentable. De hecho, el coste de cumplir los objetivos climáticos globales, si no se incluyese la CAUC como alternativa en los diferentes escenarios de descarbonización, sería un 40% superior, (ZEP, 2019).

BIBLIOGRAFÍA

-Introducción

- [1]. Ley 40/2010, de 29 de diciembre, de almacenamiento geológico de dióxido de carbono. *Jefatura del Estado*. [En línea] 2010. <https://www.boe.es/eli/es/l/2010/12/29/40/con>.
- [2]. IPCC, Informe especial del. *La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono*. 2005. ISBN 92-9169-319-7.
- [3]. Vega, Lourdes. *Usos del CO2: un camino hacia la sostenibilidad*. 2013.

-Captura del CO₂

- [4]. CO2, Plataforma Tecnológica Española del. *Captura de CO2: tecnologías para una captación a gran escala*. 2014.
- [5]. Spillman, R.W. *Economics of gas separation membranes*. *Chemical Engineering Progress*.
- [6]. Díaz Fernández, Luis . *Tecnologías de Captura: presente y futuro*. 2019.
- [7]. Ayala Blanco, Elizabeth y Martínez Ortega, Fernando. *Tecnologías de captura de CO2 en procesos de postcombustión de gas natural*. 2019.

-Transporte del CO₂

- [8]. Cillero Florén, Alfredo, y otros. *Transporte de CO2: estado del arte, alternativas y retos*. 2013.

-Almacenamiento de CO₂

- [9]. Eguilior Díaz, Sonsoles, y otros. *El almacenamiento de CO2: mitigación del cambio climático*. 2018.

-Viabilidad

- [10]. Bartolomé Muñoz , César, Mora Peris, Pedro y Recalde Rodríguez, José David. *Estado del arte de las tecnologías de captura y almacenamiento CO2 en la industria del cemento*. 2011. ISBN 978-84-615-5702-8.
- [11]. Jiménez Morillas, Juan, y otros. *Implicaciones socioeconómicas del desarrollo tecnológico y comercial de la CAC*. 2014.
- [12]. Climático, Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio. *Calentamiento global*. España : s.n., 2019. ISBN 978-92-9169-351-.
- [13]. Martínez, F. Javier Alonso. Plataforma Tecnológica Española del CO2. [En línea] [Citado el: 8 de Abril de 2020.] <https://www.pteco2.es/es>.
- [14]. Cámara, Angel. *CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO2*.
- [15]. Abanades García, Juan Carlos, y otros. *Captura de CO2: tecnologías para cumplir el Acuerdo de París*. 2019.
- [16]. ALINNE. *Análisis del Potencial de Desarrollo de Tecnologías Energéticas*. 2019.

